

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITECNICA SUPERIOR
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



PROYECTO FIN DE CARRERA
INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL: ELECTRICIDAD

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE 200 kW
CONECTADA A RED DE MEDIA TENSIÓN

AUTOR: Alberto Pellús García

TUTOR: Miguel Montilla D'Jesus

Leganés, Junio de 2013

RESUMEN

El presente proyecto muestra el diseño y dimensionado de una instalación solar fotovoltaica de conexión a red de media tensión, sobre la cubierta de una nave industrial de nueva construcción.

Previo al diseño de la propia instalación, se realiza una descripción de la energía solar fotovoltaica como fuente de energía renovable, desde su descubrimiento hasta su desarrollo tecnológico, mostrando las soluciones y los campos de aplicación que a día de hoy se pueden encontrar con esta solución tecnológica. Además se definen los diferentes tipos de instalación, tanto aislada como conectada a la red, realizando una breve descripción de cada uno de sus componentes.

Una vez realizada la introducción a los sistemas fotovoltaicos, se describen los elementos necesarios para la ejecución de la instalación como son el generador fotovoltaico, la estructura soporte, los inversores, el cableado y las protecciones necesarias, dimensionando los elementos mencionados en función de las características propias de la instalación y realizando también el cálculo de la energía producida por la instalación fotovoltaica.

Descrita la instalación fotovoltaica, se definen las instalaciones de media tensión necesarias para evacuar la energía generada a la red de distribución de la compañía eléctrica. Al igual que para la instalación fotovoltaica, en las instalaciones de media tensión se realiza una descripción de los elementos necesarios, como son un centro de transformación, un centro de seccionamiento y una red subterránea de media tensión, así como los cálculos justificativos de dichos elementos.

Por último en el capítulo de Anexos se puede apreciar el presupuesto total para la ejecución del proyecto, así como los planos donde se refleja la instalación proyectada.

ÍNDICE

| | |
|---|-----------|
| RESUMEN..... | iii |
| ÍNDICE | v |
| ÍNDICE DE FIGURAS | ix |
| ÍNDICE DE TABLAS | x |
| | |
| 1. INTRODUCCIÓN..... | 1 |
| 1.1. Objeto del Proyecto..... | 2 |
| 1.2. Historia y campo de aplicación de la Energía Solar Fotovoltáica..... | 3 |
| 1.3. Tecnologías y desarrollo de la Energía Solar Fotovoltáica | 7 |
| 1.4. Tipos de paneles fotovoltaicos | 12 |
| 1.5. Sistemas fotovoltaicos..... | 13 |
| 1.5.1. Instalaciones aisladas | 13 |
| 1.5.2. Instalaciones conectadas a red..... | 14 |
| 2. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA | 17 |
| 2.1. Situación y emplazamiento de la instalación | 18 |
| 2.2. Normativa aplicada | 19 |
| 2.3. Potencia generada..... | 20 |
| 2.4. Generador fotovoltaico..... | 20 |
| 2.5. Inversor | 21 |
| 2.6. Estructura soporte..... | 23 |
| 2.7. Cableado eléctrico de Baja Tensión | 24 |
| 2.7.1. Cableado de Corriente Continua | 24 |
| 2.7.2. Cableado de Corriente Alterna..... | 25 |
| 2.8. Canalizaciones y conducciones..... | 26 |
| 2.9. Protecciones eléctricas | 27 |
| 2.10. Puesta a tierra | 31 |
| 2.11. Balance medioambiental | 33 |
| 2.12. Dimensionamiento de la instalación solar fotovoltaica..... | 34 |
| 2.12.1. Potencia a instalar..... | 34 |
| 2.12.2. Cálculo del número de paneles..... | 35 |
| 2.12.3. Comprobación de parámetros del inversor..... | 39 |
| 2.12.4. Orientación e inclinación de los módulos | 40 |

| | |
|--|-----------|
| 2.12.5. Distancia entre filas de módulos | 42 |
| 2.12.6. Cálculo energético de la instalación | 44 |
| 2.12.7. Cálculos eléctricos de los conductores de Baja Tensión | 53 |
| 2.12.8. Cálculo de las protecciones eléctricas | 59 |
| 2.12.9. Cálculo de la puesta a tierra | 63 |
| 3. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN DE MEDIA TENSIÓN | 67 |
| 3.1. Centro de Transformación | 68 |
| 3.1.1. Transformador | 68 |
| 3.1.2. Características constructivas | 69 |
| 3.1.3. Aparamenta Eléctrica | 71 |
| 3.1.3.1. Celdas de Media Tensión | 73 |
| 3.1.3.2. Cuadro de baja tensión | 77 |
| 3.1.3.3. Interconexiones de alta y baja tensión | 77 |
| 3.1.4. Señalizaciones y material de seguridad del CT | 77 |
| 3.1.5. Protección contra incendios en el interior del CT | 77 |
| 3.1.6. Puesta a tierra del CT | 78 |
| 3.1.7. Cálculos eléctricos del centro de transformación | 79 |
| 3.1.7.1. Intensidad de media tensión | 79 |
| 3.1.7.2. Intensidad de baja tensión | 79 |
| 3.1.7.3. Intensidad de cortocircuito en el lado de media tensión | 80 |
| 3.1.7.4. Intensidad de cortocircuito en el lado de baja tensión | 80 |
| 3.1.7.5. Dimensionado del embarrado | 81 |
| 3.1.7.6. Protecciones de media y baja tensión | 82 |
| 3.1.7.7. Dimensionado de la ventilación del centro de transformación | 82 |
| 3.1.7.8. Dimensionado del pozo apagafuegos | 82 |
| 3.1.7.9. Cálculo de las instalaciones de puesta a tierra | 82 |
| 3.2. Centro de Seccionamiento | 90 |
| 3.2.1. Características constructivas | 90 |
| 3.2.2. Aparamenta Eléctrica | 90 |
| 3.2.2.1. Celdas de Media Tensión | 91 |
| 3.2.2.3. Cuadro de baja tensión | 93 |
| 3.2.2.4. Interconexiones de alta y baja tensión | 93 |
| 3.2.3. Transformador de SSAA | 93 |
| 3.2.4. Señalizaciones y material de seguridad del CS | 94 |
| 3.2.5. Protección contra incendios en el interior del CS | 94 |



| | |
|---|------------|
| 3.2.6. Puesta a tierra del CS | 94 |
| 3.2.7. Cálculos eléctricos del centro de seccionamiento | 95 |
| 3.2.7.1. Intensidad de media tensión | 95 |
| 3.2.7.2. Intensidad de media y baja tensión del transformador | 95 |
| 3.2.7.3. Intensidad de cortocircuito en el lado de media tensión..... | 95 |
| 3.2.7.4. Intensidad de cortocircuito en el lado de baja tensión..... | 96 |
| 3.2.7.5. Dimensionado del embarrado..... | 96 |
| 3.2.7.6. Protecciones de media y baja tensión..... | 97 |
| 3.2.7.7. Dimensionado de la ventilación del centro de seccionamiento..... | 97 |
| 3.2.7.8. Dimensionado del pozo apagafuegos | 97 |
| 3.2.7.9. Cálculo de las instalaciones de puesta a tierra..... | 98 |
| 3.3. Línea Subterránea de Media Tensión..... | 102 |
| 3.3.1. Descripción de la instalación..... | 102 |
| 3.3.2. Características del conductor..... | 102 |
| 3.3.3. Accesorios | 103 |
| 3.3.4. Intensidades admisibles..... | 103 |
| 3.3.5. Intensidades de cortocircuito admisibles en los conductores | 104 |
| 3.3.6. Intensidades de cortocircuito admisible en las pantallas..... | 105 |
| 3.3.7. Canalizaciones..... | 105 |
| 3.3.8. Cálculos eléctricos de la red de media tensión..... | 107 |
| 4. CONCLUSIONES..... | 112 |
| 5. REFERENCIAS | 115 |
| 6. ANEXOS | 118 |
| ANEXO I: PRESUPUESTO..... | 118 |
| ANEXO II: PLANOS | 122 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|---|-----|
| Figura 1. Aplicaciones Instalaciones Fotovoltaicas | 6 |
| Figura 2. Células de Silicio monocristalino y policristalino. | 8 |
| Figura 3. Célula de Silicio Amorfo. | 8 |
| Figura 4. Módulo fotovoltaico de capa delgada CIGS | 8 |
| Figura 5. Esquema de instalación fotovoltaica aislada..... | 13 |
| Figura 6. Esquema de instalación fotovoltaica conectada a red..... | 15 |
| Figura 7. Módulo fotovoltaico marca Atersa, modelo A-230P [3] | 21 |
| Figura 8. Inversor Ingecon Sun 100TL y edificio prefabricado de hormigón PFU-3 [4] [20].... | 22 |
| Figura 9. Estructura soporte y perfiles de fijación | 23 |
| Figura 10. Detalle canalización BT..... | 27 |
| Figura 11. Origen generación electricidad año 2012 | 33 |
| Figura 12. Dependencia de la temperatura y de la irradiancia en el panel fotovoltaico [3] | 35 |
| Figura 13. Movimiento aparente del Sol | 40 |
| Figura 14. Posición del Sol. Altura y azimut. | 41 |
| Figura 15. Orientación de módulos. | 41 |
| Figura 16. Inclinación de módulos..... | 42 |
| Figura 17. Distancia entre filas de módulos | 42 |
| Figura 18. Definición parámetros de la instalación programa PVSYST..... | 49 |
| Figura 19. Definición sombreados de la instalación programa PVSYST. | 50 |
| Figura 20. Resultados principales de la instalación programa PVSYST. | 51 |
| Figura 21. Diagrama de pérdidas de la instalación programa PVSYST. | 52 |
| Figura 22. Modo de conexión a red a través de centro de seccionamiento [9]. | 67 |
| Figura 23. Edificio prefabricado PFU-5. Centro de Transformación..... | 71 |
| Figura 24. Esquema unifilar Centro de Transformación..... | 71 |
| Figura 25. Esquema unifilar Centro de Seccionamiento | 91 |
| Figura 26. Conductor HEPRZ1 | 103 |
| Figura 27. Detalle canalización media tensión bajo acera y en cruces de calzada..... | 106 |



ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|---|-----|
| Tabla 1. Características tecnológicas de las células fotovoltaicas [1]..... | 11 |
| Tabla 2. Características instalación fotovoltaica. | 17 |
| Tabla 3. Características eléctricas modulo Atersa, modelo A-230P [3]..... | 21 |
| Tabla 4 Características eléctricas inversor marca Ingeteam, modelo Ingecon Sun 100TL [4] ... | 22 |
| Tabla 5. Dimensiones canalización BT | 27 |
| Tabla 6. Características del inversor [4]..... | 35 |
| Tabla 7. Cálculo cableado c.c de módulos fotovoltaicos a cajas concentradoras | 55 |
| Tabla 8. Cálculo cableado c.c y c.a de cajas concentradoras a cuadro de baja tensión..... | 56 |
| Tabla 9. Resumen máxima caída de tensión. | 57 |
| Tabla 10. Comprobación criterio térmico | 58 |
| Tabla 11. Características generales del cable utilizado | 103 |
| Tabla 12. Temperatura máxima asignada al conductor..... | 103 |
| Tabla 13 . Intensidad máxima admisible instalación bajo tubo..... | 104 |
| Tabla 14. Densidad máxima admisible de corriente de cortocircuito, en A/mm ² | 105 |
| Tabla 15. Intensidad de cortocircuito admisible en la pantalla en kA..... | 105 |

Capítulo 1

Introducción

El actual sistema energético está basado en fuentes de combustibles fósiles, los cuales por su propia naturaleza son limitados y acarrearán una serie de problemas tanto medioambientales y sociales como de sostenibilidad, entre los que podemos citar el “efecto invernadero”, la “lluvia ácida” y la deforestación. Son estos problemas los que están favoreciendo el aumento de la temperatura de la Tierra, provocando cambios drásticos en el clima mundial y haciéndolo cada vez más impredecible.

Por estos motivos se debe apostar por el aprovechamiento de otras fuentes de energía denominadas energías renovables.

Se conocen como energías renovables aquellas energías que se obtienen de fuentes naturales virtualmente inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen, o porque son capaces de regenerarse por medios naturales. Son además, fuentes de abastecimiento energético respetuosas con el medio ambiente. Existen diferentes fuentes de energías renovables, dependiendo de los recursos naturales utilizados para la generación de energía, entre las que se encuentran la eólica, geotérmica, hidroeléctrica, mareomotriz, solar, undimotriz, la biomasa y los biocombustibles.

La creciente y excesiva dependencia energética exterior de España y la necesidad de preservar el medioambiente y asegurar un desarrollo sostenible, obligan al fomento de fórmulas eficaces para un uso eficiente de la energía y la utilización de fuentes limpias. Las energías renovables, además de ser fuentes energéticas autóctonas e inagotables permiten reducir la dependencia energética exterior contribuyendo a asegurar el suministro futuro.

Dado que la instalación fotovoltaica del presente proyecto utiliza como fuente de energía el sol, se puede considerar que la generación de energía eléctrica de la instalación no es contaminante, contribuyendo así a la reducción de gases de efecto invernadero y ayudando a frenar el cambio climático.

Por otro lado, la posibilidad de ubicar instalaciones fotovoltaicas en las cubiertas de las naves industriales aporta un valor añadido a la función meramente estructural, optimizando la utilización del espacio y posibilitando la generación de energía eléctrica de forma distribuida. Dicha cubierta no puede dedicarse a ningún otro fin productivo y la instalación fotovoltaica no afecta en modo alguno a la actividad desarrollada en el interior de la nave.

1.1.Objeto del Proyecto

El objeto del presente proyecto es el diseño de una instalación solar fotovoltaica de 200 kW conectada a la red de media tensión, situada sobre la azotea de una nave industrial, así como la descripción, el dimensionado y la justificación de las instalaciones eléctricas de baja tensión, tanto de corriente continua como de corriente alterna, y de las instalaciones de evacuación en media tensión de la energía eléctrica generada por la instalación fotovoltaica conforme a la normativa de aplicación vigente.

La instalación fotovoltaica dispondrá de 2 inversores de 100 kW cada uno. Se utilizarán paneles fotovoltaicos policristalinos de 230 W_p, instalándose un total de 1.008 paneles, los cuales se dispondrán en 28 filas en paralelo con 18 módulos en serie por cada fila para cada uno de los inversores.

Para la evacuación de la energía producida en media tensión, será necesario la instalación de un centro de transformación de abonado de 250 kVA, un centro de seccionamiento para la realización de maniobras por parte de la compañía suministradora, así como una red subterránea de media tensión que conectará el centro de transformación con el centro de seccionamiento, y éste con la línea subterránea de media tensión existente mediante la realización de un empalme.

Con la construcción de la instalación fotovoltaica del presente proyecto se pretenden alcanzar otros objetivos como son:

- Fomentar la energía fotovoltaica como fuente alternativa de producción de energía.
- Disminuir la emisión de gases de efecto invernadero en la generación de energía eléctrica.
- Descentralizar la generación de energía para conseguir una disminución de pérdidas en su transporte.
- Aprovechar el gran recurso energético solar disponible en España.

1.2. Historia y campo de aplicación de la Energía Solar Fotovoltaica

El efecto fotovoltaico fue descubierto por el francés Alexandre Edmond Becquerel en 1839, mientras experimentando con una pila electrolítica con electrodos de platino, comprobó que la corriente subía en uno de los electrodos cuando este se exponía al sol.

El siguiente paso se dio en 1873 cuando el ingeniero eléctrico inglés Willoughby Smith, descubre el efecto fotovoltaico en sólidos (en este caso sobre el Selenio), pero no será hasta el año 1877, cuando se construya la primera célula fotovoltaica con Selenio.

Si bien en todos estos descubrimientos la cantidad de electricidad que se obtenía era muy reducida y quedaba descartada cualquier aplicación práctica, se demostraba la posibilidad de transformar la luz solar en electricidad por medio de elementos sólidos sin partes móviles.

La base teórica del efecto fotoeléctrico, es decir, el fundamento de la conversión de energía solar a electricidad, como tal, fue explicada por Albert Einstein hacia 1904, hecho por el que recibió el premio Nobel en 1921.

La posibilidad de una aplicación práctica del fenómeno no llegó hasta 1954, de la mano de los laboratorios Bell, mientras experimentando con las aplicaciones en la electrónica del silicio, fabricaron casi accidentalmente una célula fotovoltaica basada en este material que resultaba mucho más eficiente que cualquiera hecha de selenio.

Este acontecimiento propició que se pudieran producir las primeras células solares de silicio de unión pn funcionales, con una eficiencia del 6%, las cuales eran capaces de proporcionar suficiente energía eléctrica como para que se pudiesen obtener aplicaciones prácticas con ellas. De esta manera empezaba la carrera de las placas fotovoltaicas como proveedoras de energía.

Las células fotovoltaicas tuvieron su primer gran campo de aplicación en el espacio, ya que en el año 1958 se lanzó el satélite norteamericano Vanguard 1 alimentado mediante paneles solares, lo que permitió al satélite transmitir durante siete años, mientras que las baterías químicas se agotaron en tan sólo 20 días.

La producción y el lanzamiento de satélites geoestacionarios, alimentados a través de paneles solares, para el desarrollo de las comunicaciones, propició durante la década de los años 60 una investigación intensiva, que impulsó la mejora de los paneles fotovoltaicos.

Las expectativas de aplicación de la energía fotovoltaica tuvieron un enérgico impulso en la década del 70, debido a que en ese momento se tendió políticamente a conseguir de manera rotunda, que las energías renovables se convirtieran en importantes fuentes energéticas. En esos momentos, había una tendencia alcista del costo del petróleo así como de la construcción, mantenimiento y administración de los residuos en las centrales nucleares, además de una creciente preocupación sobre la contaminación del medio ambiente, por lo que los políticos no dudaron en prever un rápido y significativo aporte de la energía solar fotovoltaica, entre otras energías renovables, para satisfacer las necesidades energéticas del mundo.

Debido al impulso promovido durante estos años, el Dr Elliot Berman, de la mano de la compañía EXXON, consiguieron comercializar módulos fotovoltaicos competitivos con otras fuentes de energía de aplicaciones terrestres. Para ello empleó un silicio con un grado de pureza menor y unos materiales encapsulantes más baratos, lo que cambió totalmente la situación e hizo posible que el empleo de paneles fotovoltaicos empezara a ser económicamente viable para distintas aplicaciones terrestres.

A partir de entonces, se empezaron a desarrollar los primeros mercados masivos de células fotovoltaicas, como la señalización marítima mediante boyas luminosas, señalización ferroviaria, antenas de comunicaciones, telegrafía, telefonía, radio, TV, etc.

Poco a poco, en las siguientes décadas, se fueron encontrando nuevas aplicaciones para la energía solar fotovoltaica que siguieron desarrollando el uso de esta tecnología.

En la década de los 80, se empezaron a realizar los primeros sistemas fotovoltaicos aislados de la red eléctrica, que suministraban electricidad en los hogares de los países en vías de desarrollo, ya que la electrificación no podía basarse en el modelo energético usado en los países enriquecidos con grandes centrales y redes distribución, puesto que resultaba excesivamente costoso instalar un sistema de distribución en sociedades en las que gran parte de la población está distribuida de manera muy dispersa en múltiples y variados asentamientos rurales bastante aislados. Por estas razones se optó por sistemas de generación eléctrica en el mismo lugar de consumo y entre ellos una opción son los paneles solares fotovoltaicos. Los paneles solares, ofrecían grandes ventajas frente a otras opciones empleadas, ya que una vez comprado e instalado el panel no es necesario la adquisición de combustible para hacerlo funcionar lo que aminora el grado dependencia del exterior. Por otro lado buena parte de las sociedades empobrecidas del planeta se encuentran en zonas tropicales y subtropicales con abundante y potente sol, lo que facilita y favorece el empleo de la energía solar.

En los países desarrollados, también aparecen las primeras casas con electrificación fotovoltaica. Este concepto propone la generación individual y no colectiva de este recurso, con el fin de establecer un sistema de provisión de energía descentralizado en el que cada hogar genera su propia energía en vez de establecer una gran central y un sistema de distribución de la misma.

A lo largo de ésta década, las compañías eléctricas ponen en marcha plantas fotovoltaicas del orden de MW's, instalados en países desarrollados para evaluar su potencial en dos aplicaciones: Como suministradores de potencia en los picos de carga (mediodía), y como generadores distribuidos para reducir las pérdidas de transmisión y distribución de la energía.

Fueron las compañías americanas quienes iniciaron estas pruebas a escala de central, pero perdieron el interés cuando a finales de los 90 el gobierno retiró las tarifas especiales para este tipo de tecnologías.

Por el contrario, en Europa y Japón, este mercado empezó a crecer rápidamente, gracias a la adopción de importantes ayudas gubernamentales, en forma de tarifas especiales de producción. Así, la instalación de medianas y grandes plantas fotovoltaicas conectadas a la red comenzó a crecer significativamente hasta el día de hoy.

Gracias a estos acontecimientos, las empresas eléctricas empezaron a aceptar que el flujo de electricidad ya no era de un solo sentido, permitiendo a los clientes ser proveedores y consumidores de la energía.

Cabe destacar otro importante campo de aplicación de la energía solar fotovoltaica como es la integración arquitectónica de los módulos fotovoltaicos en los edificios.

Tras el boom experimentado en España en el año 2007, se ha planteado la necesidad de potenciar más las instalaciones sobre edificios, más que los grandes parques solares. Esta idea viene a defender que por las características de la tecnología fotovoltaica, la instalación de un gran número de sistemas descentralizados y distribuidos en los mismos puntos de consumo, representa una gran ventaja frente a la misma potencia en pocas instalaciones grandes, pues se suprimirían las pérdidas de energía en el transporte.

La integración de los módulos fotovoltaicos en los edificios dota a la piel del edificio de una nueva funcionalidad, la generación de electricidad. Las fachadas y cubiertas pasan de ser elementos pasivos a formar parte activa del suministro eléctrico.

De todos los sistemas de generación eléctrica desarrollados por el hombre, la tecnología fotovoltaica es la única que puede introducir la producción en las ciudades por su carácter no contaminante (tampoco es ruidosa como la eólica), por su modularidad y por el bajo mantenimiento que requieren los módulos solares.

Además de las propiedades descritas en los apartados anteriores, los edificios fotovoltaicos permiten reducir los costes en comparación con las centrales porque los módulos, en los casos de media y elevada integración, sustituyen elementos constructivos; en consecuencia, el balance neto entre el coste del generador menos el coste de los elementos pasivos reemplazados reduce el coste del vatio pico instalado, además, se eliminan también los costes de suelo y estructuras de soporte.

Los edificios fotovoltaicos generan electricidad en el punto de utilización de ésta con lo que evitan pérdidas de transmisión y distribución. La generación se hace durante las horas del día en las que mayor demanda de electricidad hay, momento en el que la venta de electricidad alcanza los precios más elevados.

En los últimos años, con la aparición de la tecnología de paneles flexibles a precios asequibles, han proliferado también los gadgets solares destinados a recargar las baterías de numerosos artículos portátiles (teléfonos portátiles, baterías de radio de largo alcance, cámaras de fotos, reproductores portátiles de música etc.). así como kits solares para electrificar las caravanas, barcos, o carga de baterías de vehículos eléctricos.

A continuación se añade un esquema sinóptico donde se pueden ver los tipos de aplicaciones comunes de las instalaciones fotovoltaicas:

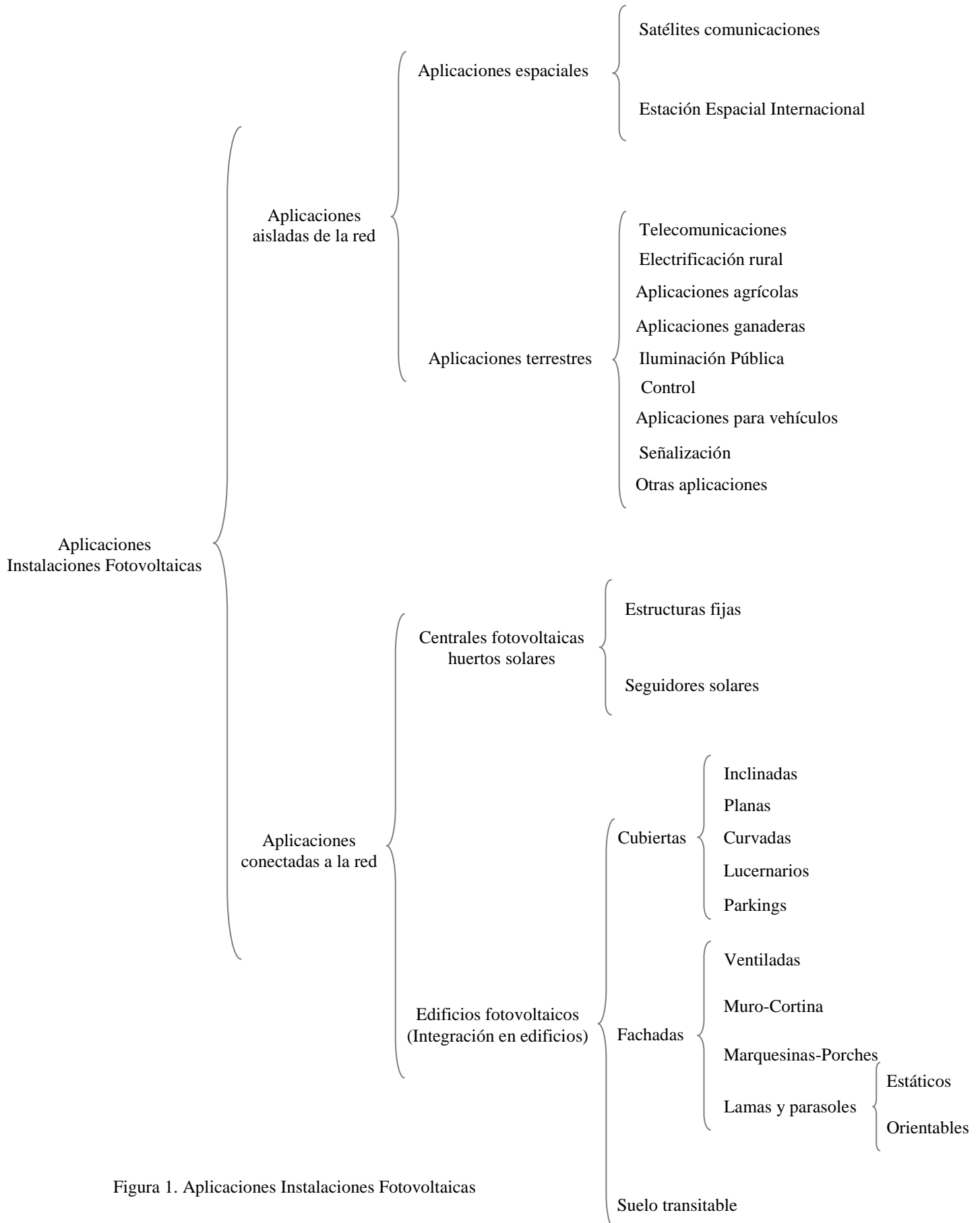


Figura 1. Aplicaciones Instalaciones Fotovoltaicas

El progreso de la energía solar fotovoltaica y su permanente desarrollo no es fácil, ya que requiere una labor continua de trabajo e investigación permanente por parte de empresas, universidades e instituciones

Sin embargo, la tendencia está conduciendo hacia una generación eléctrica que va empleando un porcentaje cada vez más significativo de energía fotovoltaica. El alcance de este objetivo depende de muchos factores y uno de ellos es la capacidad de la industria fotovoltaica de mantener el ritmo constante de progreso, como los conseguidos hasta ahora.

En general, se puede decir que en la actualidad, la energía fotovoltaica constituye la posibilidad de contar con energía eléctrica en cualquier lugar, ya sea para instalaciones aisladas o conectadas a red, puesto que es un sistema generador modular, de fácil extensión y con una larga vida útil, además emplea una tecnología respetuosa con el medio ambiente, de gran fiabilidad y mínimo mantenimiento.

1.3.Tecnologías y desarrollo de la Energía Solar Fovoltalca

En la actualidad la tecnología considerada para la producción de electricidad solar por vía fotovoltaica es la basada en el uso de módulos fotovoltaicos planos rígidos y flexibles, que incorporan células de silicio, ya sea mono o policristalino, o módulos fotovoltaicos de alta concentración. Estos últimos son los más modernos y en los que se necesita mucha menos cantidad de silicio para las células, sin embargo, la tecnología de módulos fotovoltaicos planos se encuentra desarrollada desde hace décadas, ofreciendo a día de hoy un producto comercial que ha ido mejorando sus prestaciones en el tiempo gracias a la libre competencia.

Gracias a este desarrollo, los fabricantes actuales garantizan sus productos por tiempos superiores a 20 años, obteniendo degradaciones inferiores al 20% durante la vida útil de los módulos, en contraposición a la tecnología de concentración que necesita más tiempo para desarrollarse y poder ser competitiva.

La mayor parte de las células que se producen en el mundo son de silicio cristalino que incluye monocristalino y policristalino, los cuales, utilizan silicio ultrapuro como el empleado en la industria microelectrónica, de cuyos excedentes se ha nutrido la industria fotovoltaica.

Las monocristalinas se fabrican a base de lingotes puros de silicio (los mismos que los utilizados en la fabricación de chips electrónicos). Las policristalinas se fabrican a partir de la refundición de piezas de silicio monocristalino. Aunque su rendimiento es ligeramente inferior, su adquisición es mucho menos costosa.

En la figura 2 se observa una imagen de las células de silicio monocristalino y policristalino.

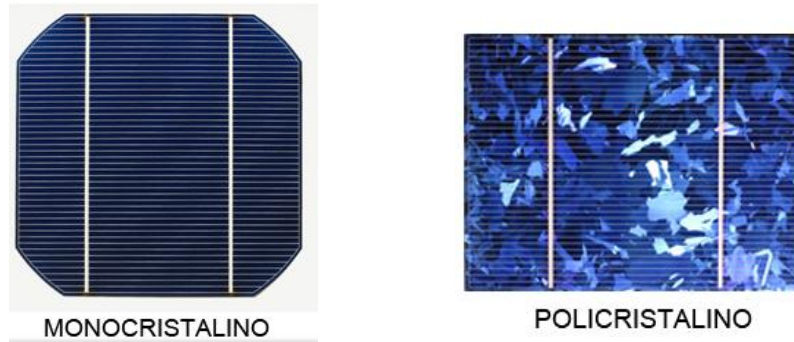


Figura 2. Células de Silicio monocristalino y policristalino.

Otra de las células utilizadas en la industria, son las de silicio amorfo. Estas células, se obtienen a partir de la deposición de capas delgadas sobre vidrio. El rendimiento de estas células es menor que el de las de silicio cristalino, razón por la cual se destinan a aplicaciones de pequeña potencia (calculadoras, relojes, etc).

En la figura 3 se observa una imagen de una célula fotovoltaica de silicio amorfo.



Figura 3. Célula de Silicio Amorfo.

La tecnología de las células entre las que se incluye al silicio amorfo, se conoce con el término común de células de capa delgada.

Aunque bajo esta denominación se engloban tecnologías muy distintas, las más notables por sus resultados, y el desarrollo industrial iniciado son las células realizadas sobre CdTe (Teluro de Cadmio), a-Si (Silicio amorfo) y Cu(InGa)Se₂ (CIGS), ordenadas de menor a mayor eficiencia obtenidas en laboratorio.

En la figura 4 se observa una imagen de un módulo fotovoltaico de capa delgada de tecnología CIGS.



Figura 4. Módulo fotovoltaico de capa delgada CIGS

La principal característica de la energía solar fotovoltaica de capa delgada es la posibilidad de lograr un bajo coste más que su excelente eficiencia, ya que en ellas, el semiconductor se economiza porque es aplicado en forma pulverizada y no precisa ser cortado, como en el caso de las tecnologías cristalinas.

Su eficiencia récord siempre fue la mitad que la lograda en silicio monocristalino, hasta el día de hoy en que se reportaron células de CIGS con una eficiencia del 20%.

Esta tecnología causó grandes expectativas en sus inicios, sin embargo, la fuerte caída en el precio de las células y los módulos de silicio policristalino desde finales de 2011 ha provocado que algunos fabricantes de capa fina se hayan visto obligados a abandonar el mercado, mientras que otros han visto muy reducidos sus beneficios.

Por último, están las células más eficientes, denominadas células multiunión y que son, en realidad, varias células de distintos materiales construidas monolíticamente, es decir, en un solo monocristal continuo. Se ha alcanzado con ellas una eficiencia entorno al 40% bajo luz concentrada. Estas células, intrínsecamente caras, se usan en el espacio, pero ahora se están desarrollando para ser utilizadas en sistemas de concentración para generación en plantas conectadas a red.

Los sistemas de concentración utilizan una tecnología llamada CPV por sus siglas en inglés (Concentrated Photovoltaics). La idea básica de la concentración fotovoltaica es la sustitución de material semiconductor por material reflectante o refractante (más barato) capaz de concentrar en el plano donde se localiza el receptor gran cantidad de radiación solar en una pequeña área de células fotovoltaicas para generar electricidad.

En comparación con las tecnologías fotovoltaicas convencionales, los sistemas CPV permiten ahorrar costes en las células solares, dado que se requiere un área menor de material fotovoltaico. Debido a ello, la tecnología fotovoltaica de concentración puede hacer uso de células multiunión, más caras pero también mucho más eficientes.

Para conseguir concentrar la luz en el área, los sistemas de concentración requieren realizar una mayor inversión en las ópticas concentradoras, seguidores solares y sistemas de refrigeración. Por los sobrecostes de los elementos necesarios para la concentración fotovoltaica, esta tecnología es mucho menos común que la energía solar fotovoltaica tradicional. No obstante, la investigación y el desarrollo actual está tratando de mejorar la tecnología CPV para reducir su coste.

Las instalaciones de concentración fotovoltaica se sitúan en emplazamientos de alta irradiación solar directa, como son los países a ambas riberas del Mediterráneo, Australia, Estados Unidos, China, Sudáfrica, México, etc. Hasta el año 2006 la tecnología de concentración fotovoltaica se encontraba en período de investigación, pero en los últimos años se han puesto en marcha instalaciones de gran tamaño como la de ISFOC (Instituto de Sistemas Solares Fotovoltaicos de Concentración) en Puertollano (Castilla La Mancha) con 3 MW, suministrando electricidad a la red eléctrica.

Otra de las tecnologías en desarrollo a través de las células multiunión, son los sistemas solares termofotovoltaicos. Las células multiunión a base de Arseniuro de Galio (GaAs), sensible a la luz del Sol, y de Antimoniuro de Galio (GaSb), sensible a la radiación infrarroja, han demostrado eficiencias de hasta un 34%, debido al amplio espectro de la radiación solar que utilizan, por lo que pueden ser la base para los sistemas solares termofotovoltaicos (STFV).

En un sistema termofotovoltaico se convierte la radiación de baja energía (correspondiente generalmente a la parte infrarroja del espectro) en electricidad a través de células termofotovoltaicas.

La radiación suele provenir en este caso de un material incandescente denominado radiador o emisor, que se calienta generalmente utilizando sistemas de combustión de materiales orgánicos, isótopos radioactivos, u otras alternativas, hasta alcanzar temperaturas en el rango de los 1000-1700°C.

Para aprovechar eficientemente dicha radiación de baja energía del emisor, se necesitan células termofotovoltaicas fabricadas con semiconductores de un ancho de banda prohibida más reducido que el de las células solares convencionales, entre los que destacan el Antimoniuro de Galio (GaSb).

La idea básica de un Sistema Solar Termofotovoltaico (STPV), es sustituir la fuente de combustión que calienta el emisor por un sistema óptico de concentración de la radiación solar. Dicha radiación concentrada, calienta el emisor hasta su temperatura de operación habitual, lo que sería imposible utilizando luz solar sin concentrar.

Para aumentar la eficiencia de radiación en electricidad, se modifican las longitudes de onda de la radiación incidente, adaptándolas a la región espectral en la que las células termofotovoltaicas presentan mayores eficiencias de conversión. Para ello se recurre a la ingeniería de materiales para la elección y fabricación del emisor o radiador del sistema.

Otra de las formas de aumentar la eficiencia de radiación a electricidad, se realiza mediante la recuperación o recirculación de los fotones no aprovechables por las células termofotovoltaicas. Para ello, se incorporan filtros ópticos entre el emisor y las células y/o reflectores traseros, que permiten redirigir dicha radiación de nuevo hasta el emisor, donde se reabsorbe y reutiliza para elevar la temperatura de operación del mismo.

Las últimas tecnologías creadas, son las células orgánicas fotovoltaicas (OPV), unos polímeros (plásticos) orgánicos capaces de reaccionar a la luz solar. En teoría, se podrían colocar en cualquier superficie, y utilizados de forma líquida, estos materiales plásticos podrían convertirse en una pintura que generaría energía solar para un edificio, en paneles ultradelgados para todo tipo de dispositivos electrónicos o para la ropa.

También se pretende mejorar aún más los paneles de láminas delgadas. Diversos investigadores y empresas de todo el mundo trabajan en varias tecnologías, como las denominadas de huecos cuánticos, nanotubos de carbono o nanoestructuras de óxido de titanio con colorante (DSSC).

A continuación se muestra una tabla en la que se resumen las principales características de las diferentes tecnologías mencionadas.

| | | Tecnología | Eficiencia record | Eficiencia típica | Cuota de mercado | Ventajas | Inconvenientes |
|----------------------------|--------------------|------------|-------------------|-------------------|------------------|--|--|
| Tecnologías comerciales | Silicio cristalino | Mono | 25% | 14 - 16% | 33% | Altas eficiencias, tecnología madura, amplia experiencia | Costes elevados |
| | | Poli | 20% | 13 - 15% | 53% | | |
| | Capa delgada | a-Si | 12% | 5 - 9% | 5% | Proceso económico, material no tóxico y abundante | Eficiencia baja, degradación |
| | | CdTe | 17% | 11% | 5% | Eficiencia media, proceso maduro y bajo coste | Toxicidad del Cd. Escasez del Te |
| | | CIGS | 20% | 10 - 12,5% | 2% | Buenas eficiencias | Proceso complejo y caro |
| | | | | | | | |
| Tecnologías precomerciales | Multiunión | | 42% | 20 - 25% | < 1% | Eficiencias muy elevadas | Necesidad de concentración y seguimiento solar |
| | Orgánica | | 8% | 2 - 5% | < 1% | Gran potencial de reducción de costes | Eficiencia muy baja y estabilidad limitada |

Tabla 1. Características tecnológicas de las células fotovoltaicas [\[1\]](#)

1.4. Tipos de paneles fotovoltaicos

Existen diferentes tipos de paneles solares en función de los materiales empleados, los métodos de fabricación que se empleen y la forma final que adoptan. A continuación se mencionan algunos tipos de módulos fotovoltaicos distintos del módulo plano clásico, para adaptarse a una aplicación en concreto o para lograr un mayor rendimiento.

Paneles con sistema de concentración: Los paneles con sistemas de concentración usan una serie de superficies reflectantes que concentran la luz sobre los paneles FV.

Paneles de formato “teja o baldosa”: Estos paneles son de pequeño tamaño y están pensados para combinarse en gran número para así cubrir las grandes superficies que ofrecen los tejados de las viviendas.

Paneles bifaciales: Basados en un tipo de panel capaz de transformar en electricidad la radiación solar que le recibe por cualquiera de sus dos caras. Para aprovechar convenientemente esta cualidad se colocan sobre dos superficies blancas que reflejan la luz solar hacia el reverso del panel.

Células solares con forma esférica: El producto consiste en una matriz de pequeñas células solares esféricas capaces de absorber la radiación solar con cualquier ángulo, pudiendo aprovechar tanto la radiación reflejada como la difusa, con esta tecnología no es necesario el uso de seguidores y su eficiencia llega a superar el 20%.

Paneles de vidrio fotovoltaico: Los paneles de vidrio fotovoltaico sustituyen los materiales de construcción de las fachadas de los edificios y al mismo tiempo sirven para transformar en electricidad la radiación solar que llega a ellos, ahorrando energía. Estos paneles también se pueden utilizar para realizar suelo transitable fotovoltaico, el cual consta de vidrio fotovoltaico integrado en pavimentos elevados de cerámica, siendo éstos totalmente transitables.

Paneles fotovoltaicos y térmicos (2 en 1): Los paneles fotovoltaicos y térmicos (PV-T), son una nueva generación de los paneles fotovoltaicos y térmicos en los que además de convertir en energía eléctrica una parte de los rayos solares recogidos, el módulo PV-T se equipa por detrás de un colector en aluminio que transfiere el excedente de calor generado por los rayos solares y por la corriente producida por las células fotovoltaicas, hacia un sistema térmico a circuito cerrado agua/glicol. Estos módulos ofrecen al mismo tiempo grandes ventajas, como son la producción de ACS de uso doméstico, así como la capacidad de reducir la temperatura de servicio de las células fotovoltaicas y en consecuencia aumentar la producción anual.

1.5.Sistemas fotovoltaicos

La producción de electricidad mediante la energía solar se realiza por medio de lo que se denomina efecto fotovoltaico.

El efecto fotovoltaico consiste en producir un voltaje en un material que tenga características de semiconductor mediante la absorción de una radiación electromagnética como la luz.

Existen fundamentalmente dos tipos de aplicaciones de la energía solar fotovoltaica: instalaciones aisladas de la red eléctrica e instalaciones conectadas a la red eléctrica.

1.5.1.Instalaciones aisladas

Estas instalaciones se emplean sobre todo en aquellos emplazamientos en los que no se tiene acceso a la red eléctrica y resulta más económico instalar un sistema fotovoltaico que tender una línea entre la red y el punto de consumo (suministro eléctrico a casas de campo, refugios de montaña, bombeos de agua, instalaciones ganaderas, sistemas de iluminación o balizamiento, sistemas de comunicaciones, etc..) La electricidad generada se destina a autoconsumo.

La configuración básica de las instalaciones aisladas de la red eléctrica está compuesta por el generador fotovoltaico, un regulador de carga, una batería y un inversor. La batería es el elemento encargado de acumular la energía entregada por los paneles durante las horas de mayor radiación para su aprovechamiento durante las horas de baja o nula insolación. El regulador de carga controla la carga de la batería evitando que se produzcan sobrecargas o descargas excesivas que disminuyen su vida útil. El inversor convierte la energía acumulada en las baterías en corriente alterna, que es la utilizada para la mayoría de las aplicaciones.

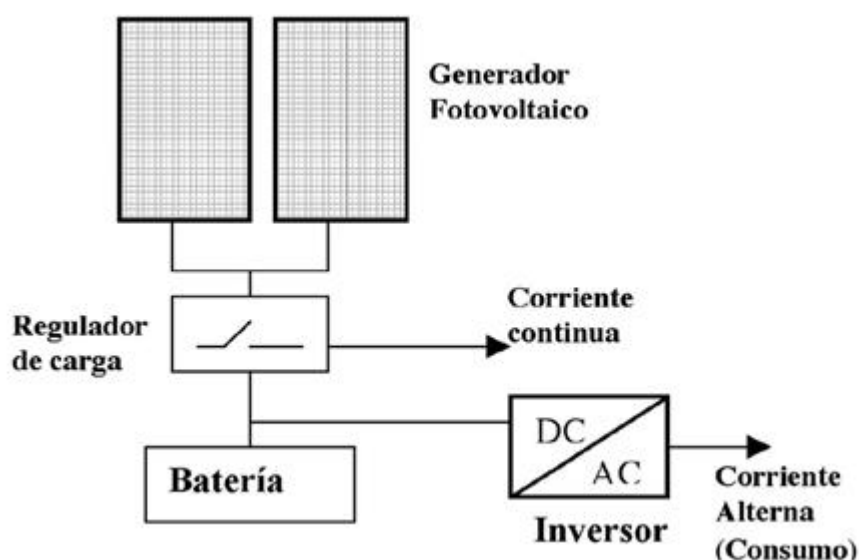


Figura 5. Esquema de instalación fotovoltaica aislada.

1.5.2.Instalaciones conectadas a red

En los sistemas fotovoltaicos conectados a red se dispone de un generador fotovoltaico y un inversor que convierte la corriente continua proporcionada por los paneles en corriente alterna con las características de la red eléctrica, así como elementos de protección y medida necesarios.

Este tipo de instalaciones fotovoltaicas se conectan en paralelo con la empresa distribuidora para que toda la energía generada por el sistema fotovoltaico se entregue a la red y que el consumo total de la instalación se extraiga de la red.

La configuración básica de las instalaciones conectadas a red está compuesta por el generador fotovoltaico, el (o los) inversores, las protecciones y los elementos de monitorización, facturación y medida.

- *Generador fotovoltaico:* Está formado por la interconexión en serie y paralelo de un determinado número de módulos fotovoltaicos, encargados de captar la luz del sol y transformarla en energía eléctrica, generando una corriente continua proporcional a la irradiación solar recibida.
Los módulos fotovoltaicos son células de materiales semiconductores agrupadas para lograr una potencia eléctrica determinada.

- *Inversores:* Son dispositivos electrónicos que basándose en tecnología de potencia, transforman la corriente continua procedente de los módulos fotovoltaicos en corriente alterna, de la misma tensión y frecuencia que la de la red. De esta manera la instalación fotovoltaica puede operar en paralelo con la red.

Los inversores utilizados en instalaciones conectadas a red son también los encargados del seguimiento del punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico, maximizando de esta forma la producción de energía sean cuales sean las condiciones meteorológicas. Hay que tener en cuenta que la producción fotovoltaica varía mucho dependiendo de una serie de factores externos como pueden ser la temperatura, las nubes y la irradiación, con lo cual es necesario tener algún sistema para mantener al panel en el punto más favorable para la generación.

- *Protecciones:* Representan y constituyen una configuración de elementos que actúan como interfaz de conexión entre la instalación fotovoltaica y la red en condiciones adecuadas de seguridad, tanto para personas como para los distintos componentes que la configuran.

Los elementos de protección y desconexión, como fusibles, magnetotérmicos e interruptores en general, deben ser adecuados para los valores y tipos de tensión y corriente a los que estarán sometidos.

- *Elementos de monitorización, facturación y medida:* Cada día es más frecuente en instalaciones fotovoltaicas la utilización de elementos que faciliten al usuario información completa sobre el comportamiento general del sistema como puede ser:

- Tensión en el campo FV
- Intensidad generada por el campo FV
- Intensidad de consumo
- Tensión, intensidad y potencia de salida del inversor
- Energía eléctrica generada por el campo FV
- Energía eléctrica consumida y/o vertida a la red
- Irradiancia y temperatura en el campo FV

Los elementos integrantes del equipo de medida, son los encargados de realizar las mediciones necesarias para la correcta facturación de la energía generada y consumida en la instalación. Dichos elementos serán acordes a la reglamentación vigente.

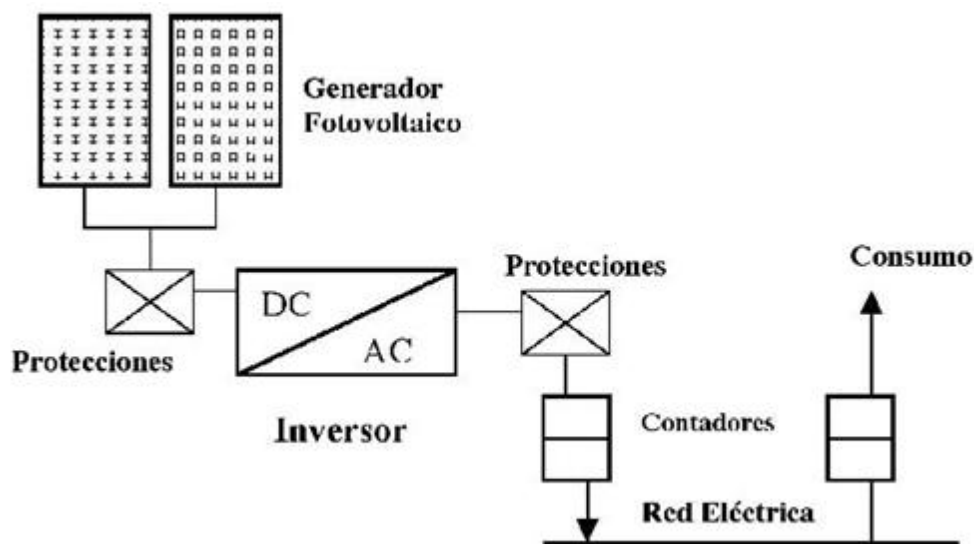


Figura 6. Esquema de instalación fotovoltaica conectada a red.

Capítulo 2

Descripción de la Instalación Solar

Fotovoltaica

La instalación objeto del presente proyecto, convertirá la energía proveniente del sol en energía eléctrica alterna trifásica en baja tensión a 220V, que se inyectará a la red eléctrica de la compañía distribuidora en media tensión a 15 kV a través de un centro de transformación y seccionamiento.

La energía procedente de la radiación solar se convierte en energía eléctrica en su formato de corriente continua a través de una serie de paneles solares fotovoltaicos dispuestos en un número apropiado de series. Estas series se agrupan formando paralelos que se conectan al equipo inversor, encargado de convertir la corriente continua generada en corriente alterna para posteriormente inyectar la energía a la red de distribución.

Los módulos solares se instalarán en la azotea del edificio fijados a la cubierta, mediante sistemas de soportación compuestos por carriles longitudinales que se fijaran a dichas placas y que otorgarán a los módulos una inclinación aproximada de 30° respecto a la horizontal y a una distancia entre filas, con objeto de minimizar las pérdidas por sombreado de unos 3 metros.

La solución adoptada será un sistema constituido por 18 módulos en serie, con un total de 56 series conectadas a dos inversores de 100kW_n, instalándose 1.008 paneles de una potencia de 230W_p cada panel, con lo que la potencia pico total será de 231,84kW_p. Para poder conectarse a los inversores, deberán instalarse seis cajas concentradoras, agrupando en cada caja 9 y 10 series de 18 módulos cada serie, y dos cajas de agrupamiento de corriente continua, en la cual, entrarán los tres ramales en paralelo y saldrá un único ramal para entrar en cada uno de los inversores, tal y como se puede apreciar en el plano 3 contenido en los Anexos.

| | |
|---------------------------------|------------------------|
| Nº de campos solares | 1 |
| Tipo de módulo | 230 W _p |
| Nº de módulos | 1.008 |
| Tipo de inversor | Trifásico |
| Potencia del inversor (nominal) | 2×100 kW _n |
| Potencia en paneles (pico) | 231,84 kW _p |
| Nº de módulos por serie | 18 |
| Nº de series en paralelo | 56 |

Tabla 2. Características instalación fotovoltaica.

El sistema propuesto consta de los siguientes elementos:

- Sistema generador fotovoltaico
- Dos inversores de conexión a red
- Estructura soporte
- Cableado y elementos de seguridad

La instalación fotovoltaica proyectada incorporará todos los elementos necesarios para garantizar en todo momento la protección física de las personas, la calidad del suministro y no provocar averías en la red.

De este modo, la instalación poseerá los elementos de protección de corriente alterna (interruptor automático con protección diferencial de interconexión con la red) que permitirá en cualquier momento separar y aislar la instalación fotovoltaica de la red de distribución.

Asimismo, se ejecutará la instalación de modo que se asegure un grado de aislamiento eléctrico de clase II en lo que afecta a equipos tales como módulos e inversores, así como al resto de materiales: conductores, cajas, armarios de conexión, etc. Con este objetivo, el cableado de corriente continua será de doble aislamiento.

Se tendrán en cuenta en la instalación los siguientes puntos adicionales con objeto de optimizar la eficiencia energética y garantizar la absoluta seguridad del personal [\[2\]](#):

Todos los equipos situados a la intemperie tendrán un grado de protección mínimo IP65 y los de interior IP20.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos.

Todo el cableado será adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21.123.

2.1.Situación y emplazamiento de la instalación

La instalación solar fotovoltaica proyectada, se realizará sobre la cubierta plana de la nave industrial de nueva construcción, de dimensiones 95x65m situada en la parcela 19 de la calle Camino del Álamo, Polígono Industrial El Álamo, en el término municipal de Fuenlabrada, Madrid. (Ver plano 1 contenido en los Anexos)

La nave se encuentra localizada a unos 640m sobre el nivel del mar y sus coordenadas son: 40° 16' 33.99"N y 3° 46' 21.80"O.

2.2. Normativa aplicada

Normativa sobre producción de energía eléctrica:

Ley 54/1997, de 27 de Noviembre, del Sector Eléctrico, que establece los principios de un modelo de funcionamiento basado en la libre competencia, impulsando a su vez el desarrollo de instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Real Decreto 1955/2000, de 1 de Diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación, aprobado por el Real Decreto 3275/1982 de 12 de Noviembre y sus instrucciones técnicas complementarias.

Normativa sobre energía solar fotovoltaica:

Real Decreto 661/2007, de 25 de Mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. (Actualizado a modificaciones posteriores a este RD)

Real Decreto 1110/2007, de 24 de Agosto, por el que se aprueba el reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico. (Actualizado a modificaciones posteriores a este RD)

Real Decreto 1578/2008, de 26 de Septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica. (Actualizado a modificaciones posteriores a este RD)

Real Decreto 1565/2010, de 19 de Noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. (Actualizado a modificaciones posteriores a este RD)

Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de Diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. (Actualizado a modificaciones posteriores a este RD)

Real Decreto 1699/2011, de 18 de Noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de Enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

Resolución de 31 de mayo de 2001, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para este tipo de instalaciones.

Normativa sobre instalaciones eléctricas:

Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión aprobado por RD 842/2002, de 2 de Agosto, y sus instrucciones técnicas complementarias (ITC-BT).

Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión aprobado por RD 223/2008, de 15 de Febrero, y sus instrucciones técnicas complementarias (ITC-LAT).

Otra normativa:

Normas de la compañía eléctrica.

Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red, elaborado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).

2.3.Potencia generada

La potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal, es la potencia nominal del inversor, especificada por el fabricante y en condiciones nominales de funcionamiento. Se instalarán dos inversores con una potencia nominal de 100 kW, cada uno, con lo que la potencia nominal total de la instalación solar fotovoltaica que se inyectará a la red, será:

$$P_N = (2 \text{ inversores} \times 100kW / \text{inversor}) = 200 \text{ kW}.$$

2.4.Generador fotovoltaico

El campo de módulos fotovoltaicos se compone de 1.008 unidades de 230 W_p, ubicados en la azotea del edificio. Los módulos serán soportados por medio de una estructura fija de perfiles metálicos, galvanizada y protegida contra la corrosión.

El conexionado de los módulos, se realiza en series de 18 elementos, obteniendo 56 series que se conectarán en paralelo a cada uno de los inversores (28 series por inversor), dando una tensión y una intensidad total respectivamente a la entrada de los inversores de U=519.66V e I=239.4A, ambos valores, como se detallan en el capítulo de cálculos, son menores que los límites de tensión e intensidad a la entrada del inversor.

Para la realización del presente proyecto se ha considerado un módulo fotovoltaico de la marca Atersa, modelo A-230P, con 230 W_p de potencia.

A continuación se muestra una imagen del módulo y una tabla con las características principales.

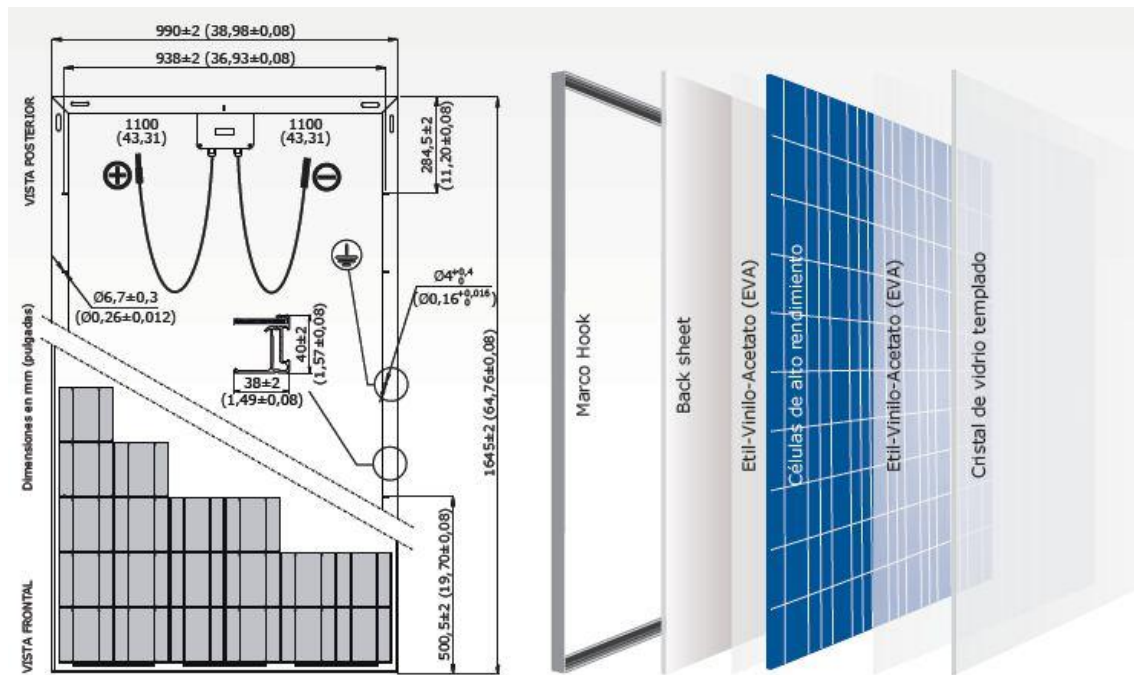


Figura 7. Módulo fotovoltaico marca Atersa, modelo A-230P [3]

| Características eléctricas STC: 1kW/m^2 , $25^\circ\text{C}\pm 2^\circ\text{C}$ y AM 1,5 | |
|---|---------------------------|
| Fabricante | Atersa |
| Modelo | A-230P |
| Potencia Nominal (0/+5w) | 230 W |
| Eficiencia del módulo | 14,12% |
| Corriente Punto de Máxima Potencia (I_{mp}) | 7,99 A |
| Tensión Punto de Máxima Potencia (V_{mp}) | 28,87 V |
| Corriente en Cortocircuito (I_{sc}) | 8,55 A |
| Tensión de Circuito Abierto (V_{oc}) | 36,72 V |
| Coefficiente de Temperatura de I_{sc} | 0,04% / $^\circ\text{C}$ |
| Coefficiente de Temperatura de V_{oc} | -0,32% / $^\circ\text{C}$ |
| Coefficiente de Temperatura de P | -0,43% / $^\circ\text{C}$ |

Tabla 3. Características eléctricas modulo Atersa, modelo A-230P [3]

2.5.Inversor

Un inversor es un equipo diseñado para convertir la corriente continua generada en los módulos fotovoltaicos, en corriente alterna sincronizada con la red.

Los inversores funcionan automáticamente. A partir de la suficiente generación de potencia recibida del campo fotovoltaico, el inversor comienza a inyectar la energía en la red, previa supervisión de la tensión, la frecuencia de red y la producción de energía, la cual es realizada por la electrónica de potencia implementada en el aparato. El punto de operación del inversor es optimizado constantemente en relación a las condiciones de radiación, las propias características del panel y la temperatura de los mismos, trabajando siempre con la máxima potencia posible de los paneles, mediante un avanzado sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT).

Cuando la radiación solar que incide sobre los paneles no es suficiente para suministrar corriente a la red, el inversor deja de funcionar. Puesto que la energía que consume la electrónica del inversor procede de los paneles solares, por la noche el inversor sólo consume una pequeña cantidad de energía procedente de la red de distribución de la compañía.

Se ha considerado la instalación de dos inversores de la marca Ingeteam, modelo Ingecon Sun 100TL de 100 kW de potencia cada uno. Debido a sus dimensiones, peso y las inclemencias del tiempo, los inversores se instalarán en el interior de un edificio prefabricado de hormigón tipo PFU-3. (Ver plano 5 contenido en los Anexos)

Poseen un alto rendimiento (98,4%), y su diseño permite utilizar un rango muy amplio de tensión de entrada desde el campo fotovoltaico, lo que permite una gran flexibilidad de configuración y posibilidades de ampliación en el futuro.

A continuación se muestra una imagen del inversor y una tabla con las características eléctricas principales.



Figura 8. Inversor Ingecon Sun 100TL y edificio prefabricado de hormigón PFU-3 [\[4\]](#) [\[20\]](#)

| | |
|-------------------------------|-------------------------|
| Fabricante | Ingeteam |
| Modelo | Ingecon Sun 100TL |
| Características de entrada DC | |
| Rango pot. Campo FV | 103-130 kW _p |
| Rango tensión | 405-750 V |
| Tensión máxima | 900 V |
| Corriente máxima | 260 A |
| Características de salida AC | |
| Potencia nominal | 100 kW |
| Potencia máxima | 110 kW |
| Corriente máxima | 326 A |
| Tensión nominal | 220 V |
| Cos φ | 1 |
| THD | < 3% |
| Rendimiento | 98,4% |

Tabla 4 Características eléctricas inversor marca Ingeteam, modelo Ingecon Sun 100TL [\[4\]](#)

2.6. Estructura soporte

La estructura de soporte es uno de los elementos importantes de la instalación fotovoltaica, ya que es la encargada de sustentar los módulos solares, dándole la inclinación más adecuada, en este caso $\beta=30^\circ$ sobre el plano horizontal de montaje para el mejor aprovechamiento de la energía.

Dichas estructuras están diseñadas para resistir el peso propio de los módulos, las sobrecargas de viento y de nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación y demás normativa de aplicación. El material utilizado para su construcción será de aluminio y/o acero galvanizado, garantizando que las estructuras de soporte estén protegidas contra la corrosión, [2].

Tanto la propia estructura como el sistema de fijación de los módulos fotovoltaicos, permitirá las dilataciones térmicas sin transmitir cargas de manera que no afecte a los propios módulos fotovoltaicos.

La tornillería de la estructura podrá ser de acero galvanizado o inoxidable. Por el contrario la sujeción de los módulos estará realizada en acero inoxidable.

Además las estructuras deben estar conectadas a tierra para evitar que acumulen cargas electrostáticas y para evitar posibles problemas en caso de tormenta.

A continuación se muestra una imagen de la estructura soporte y de los perfiles de fijación.

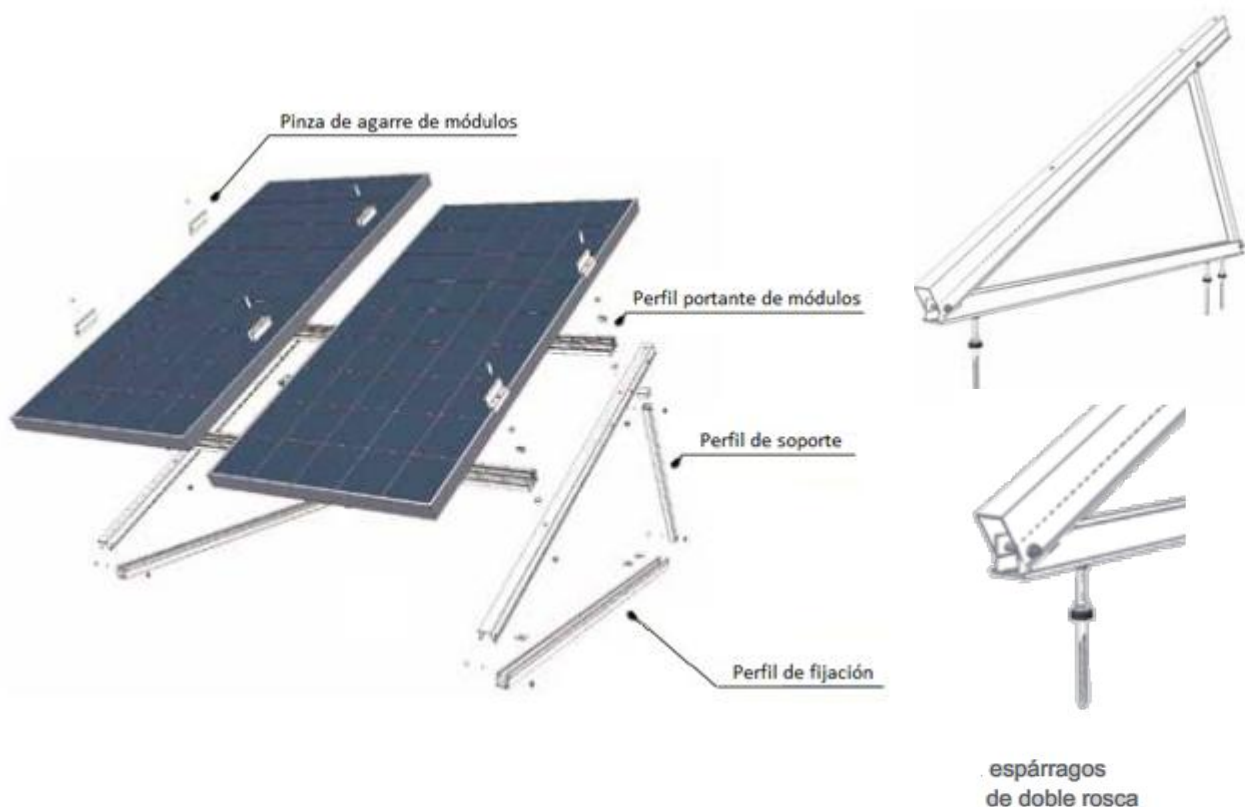


Figura 9. Estructura soporte y perfiles de fijación

2.7.Cableado eléctrico de Baja Tensión

El cableado está dividido eléctricamente en dos tramos según la naturaleza de la corriente:

- Un primer tramo, desde los módulos fotovoltaicos hasta los inversores en corriente continua.
- Un segundo tramo en corriente alterna, desde la salida de los inversores, hasta el cuadro de baja tensión del centro de transformación.

2.7.1.Cableado de Corriente Continua

Los módulos se agrupan en ramas de 18 paneles en serie, para conseguir así la tensión de trabajo del inversor. Cada rama se cableará en Cu, con la sección adecuada como se refleja en el capítulo de cálculos, con un nivel de aislamiento 0,6/1kV clase II, hasta una caja concentradora de series.

Para conectar los módulos en serie y alcanzar la tensión de trabajo del inversor se realiza un puente entre el terminal positivo de uno y el negativo del siguiente, sucesivamente. Para esto se utilizan los latiguillos de los que viene provisto cada módulo y que parten de la caja de conexiones.

La conexión de los conductores de los módulos y de los cableados en DC se realizará mediante terminales multicontacto, que aseguran las conexiones a prueba de contactos y no provocan arcos eléctricos indeseables. Los conductores de la instalación, serán fácilmente identificables mediante los colores de los aislamientos, siendo rojo para el positivo y negro para el negativo.

El cableado entre los paneles de cada serie, e incluso el de cierre de la serie y hasta la caja concentradora correspondiente, se realizará de un panel al siguiente sujeto mediante bridas a la estructura o a las perforaciones del marco de los paneles, llegando finalmente hasta la caja concentradora.

Las cajas concentradoras de series, tienen como función el agrupamiento de varias series en una sola para evitar que a los inversores lleguen demasiados terminales. Contarán además con un puente seccionable con base fusible por cada serie de módulos, que permitirán aislar cada serie en caso de avería, así como facilitar labores de mantenimiento, reparación ó sustitución de módulos. Las cajas concentradoras contarán también con descargadores de sobretensiones provocados por causas atmosféricas u otras.

Existirán 6 cajas concentradoras desde las que se realizará la interconexión con las cajas de agrupamiento, mediante conductores de Cu con nivel de aislamiento 0,6/1kV clase II, de sección adecuada según se indica en el capítulo de cálculos de este proyecto.

Los cables de cierre de las series de paneles, discurrirán sujetos a la estructura soporte. Una vez llegados al extremo, se emplearán canaletas que permitan el paso de cables de unas filas a otras hasta llegar a la caja concentradora correspondiente. Se utilizarán conductores con secciones adecuadas para evitar tanto calentamientos que dañen el aislamiento, como caídas de tensión por encima de los límites fijados por el reglamento y recomendaciones existentes a tal efecto.

De la misma forma que con los cables de cierre de las series, desde las cajas concentradoras discurrirán a través de canaletas los cables de salida hasta las cajas de agrupamiento correspondientes.

Al igual que las cajas concentradoras de series, las cajas de agrupamiento evitan que al centro inversor lleguen demasiados terminales, agrupando varias cajas concentradoras en una única salida, facilitando las labores de detección de fallos y mantenimiento ya que poseen bornas seccionables y consiguiendo también una mejor estructuración de la instalación.

Desde cada caja de agrupamiento partirá un cable bipolar cuya sección será función de la distancia hasta los inversores. En el centro de inversores se realizará la conexión de los conductores provenientes de las cajas de agrupamiento con los inversores para realizar la etapa de conversión de DC a AC.

En el capítulo de cálculos, se justifican cada una de las secciones necesarias para cada tramo, que para el caso de corriente continua, se tendrá:

- Tramo 1: De los módulos fotovoltaicos a las cajas concentradoras de series, las secciones serán de 6 ó 10mm² dependiendo de las longitudes.
- Tramo 2: De las cajas concentradoras de series a las cajas de agrupamiento, las secciones serán de 35 ó 50mm² dependiendo de las longitudes.
- Tramo 3: De las cajas de agrupamiento al inversor, las secciones serán de 95mm².

2.7.2.Cableado de Corriente Alterna

Los conductores de los cables utilizados en el tramo de corriente alterna que va desde los inversores hasta el cuadro de baja tensión del centro de transformación, serán de Cu con aislamiento de 0,6/1kV, con la sección adecuada para limitar la caída total de tensión de la instalación a los valores deseados y evitar calentamientos inapropiados de los conductores.

Los cables se instalarán en canalización entubada, ya que en caso de averías y reparación de los daños, la canalización entubada supone una ventaja y una reducción de tiempo y costes frente a la canalización directamente enterrada.

En el capítulo de cálculos, se justifican cada una de las secciones necesarias para cada tramo, que para el caso de corriente alterna, se tendrá:

- Tramo 1: De los inversores al cuadro de baja tensión del centro de transformación, las secciones serán de 240mm^2

2.8. Canalizaciones y conducciones

De la misma forma que el cableado, las canalizaciones y conducciones podemos dividirlas en DC y AC, así tendremos:

- *CORRIENTE CONTINUA*

Los cables se instalarán sobre bandeja y en canales protectoras consiguiendo que el cable quede correctamente instalado y que ofrezca seguridad.

Una bandeja es un material de instalación constituido por un perfil, de paredes perforadas o sin perforar, destinado a soportar cables y abierto en su parte superior. Sólo se utilizarán conductores aislados con cubierta, unipolares o multipolares según norma UNE 20.460-5-52, [\[5\]](#).

El canal protector es un material de instalación constituido por un perfil de paredes perforadas o no perforadas, destinado a alojar conductores o cables y cerrado por una tapa desmontable, según norma UNE 50.085, [\[6\]](#).

Las características de cada uno de los métodos de instalación son las establecidas en la ITC-BT-19, ITC-BT-20 e ITC-BT-21.

- *CORRIENTE ALTERNA*

Para la canalización de la línea subterránea de baja tensión que va desde el centro de inversores, hasta el cuadro de baja tensión del centro de transformación, se seguirá el manual técnico MT 2.51.01 de Iberdrola (empresa que suministra energía en la zona), [\[7\]](#).

Este manual no es de obligado cumplimiento, puesto que la línea de baja tensión se encuentra dentro de la propiedad del cliente de la instalación, pero servirá de referencia para la determinación de los parámetros necesarios de la canalización.

La canalización entubada estará constituida por tubos plásticos, dispuestos sobre lecho de arena y debidamente enterrados en zanja.

En cada uno de los tubos se instalará un solo circuito. Se evitará en lo posible los cambios de dirección de los tubulares. En los puntos donde estos se produzcan, se dispondrán preferentemente de calas de tiro y excepcionalmente arquetas ciegas, para facilitar la manipulación.

La zanja tendrá una anchura mínima de 0,35m, y una profundidad mínima de 0,7m, para la colocación de dos tubos de 160mm Ø.

En el fondo de la zanja y en toda la extensión se colocará una solera de limpieza de unos 0,05m aproximadamente de espesor de arena, sobre la que se depositarán los tubos dispuestos por planos. A continuación se colocará otra capa de arena con un espesor de 0,10m por encima de los tubos y envolviéndolos completamente.

Y por último, se hace el relleno de la zanja, dejando libre el firme y el espesor del pavimento. Para este relleno se utilizará tierra procedente de la excavación y tierra de préstamo, todo-uno, zahorra o arena.

Después se colocará una capa de tierra vegetal o un firme de hormigón no estructural H-12,5 de unos 0,12m de espesor y por último se repondrá el pavimento a ser posible del mismo tipo y calidad del que existía antes de realizar la apertura.

A continuación se muestra un detalle de la canalización:

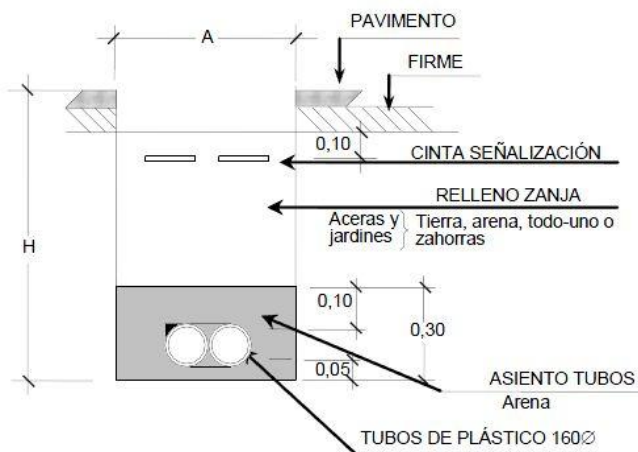


Figura 10. Detalle canalización BT

| | |
|---------------------------------|------|
| Nº de tubos | 2 |
| Anchura (A) en metros | 0,35 |
| Profundidad zanja (H) en metros | 0,7 |

Tabla 5. Dimensiones canalización BT

2.9. Protecciones eléctricas

En el diseño de la instalación fotovoltaica conectada a la red, ha de garantizarse por un lado, la seguridad de las personas, tanto usuarios como operarios de la red, y por otro, que el normal funcionamiento del sistema fotovoltaico no afecte a la operación ni a la integridad de otros equipos y sistemas conectados a dicha red.

Para realizar la conexión a la red de la instalación fotovoltaica se cumplirán las consideraciones técnicas referentes a protecciones y seguridad, de acuerdo a la normativa vigente (RD 1699/2011) [8], y a las normas específicas de la compañía eléctrica Iberdrola (MT 3.53.01) [9]. A tal efecto, la instalación fotovoltaica dispondrá de medidas de seguridad y protecciones, tanto para la parte de corriente continua como para la de corriente alterna.

- **PARTE DE CORRIENTE CONTINUA**

Protección contra contactos directos: Se define el contacto directo, como el contacto de personas o animales con partes activas de los materiales y equipos que forman la instalación. La parte de corriente continua estará protegida contra contactos directos, de manera que los elementos activos deben ser inaccesibles. Para lograr este aislamiento se utilizarán cajas de conexión debidamente protegidas, que no permitan el acceso a su interior, así como elementos y cableado de doble aislamiento.

Protección contra contactos indirectos: Se define el contacto indirecto como el contacto de personas o animales domésticos con partes que se han puesto bajo tensión como resultado de un fallo de aislamiento. La protección contra contactos indirectos, será suficiente con la implantación de un nivel de protección de clase II en todos los elementos, garantizando que no se producirá un fallo de aislamiento que provoque una situación de peligro ante un contacto indirecto. Ante esta situación, se incorpora en el propio inversor un detector de aislamiento. Por otro lado, esta parte de la instalación será normalmente inaccesible para las personas, debiendo ser advertidas mediante la adecuada señalización de tensiones peligrosas aquellas personas que vayan a realizar alguna tarea sobre la cubierta.

Protección contra sobrecargas y cortocircuitos: La corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico es ligeramente superior a la de operación, por lo que una situación de cortocircuito no es problemática para esta parte del circuito, pero sí que puede serlo para el inversor, por lo que se ha dimensionado el cableado de manera que su sección sea suficiente para soportar la corriente de cortocircuito del total del generador. Se colocarán además fusibles de protección contra posibles sobrecargas y cortocircuitos en cada caja concentradora de series (fusibles de 15 A) y en cada caja de agrupamiento (fusibles de 125 A), situados en los extremos de cada rama, así como un interruptor de corte en carga en cabecera de cada caja concentradora (corte en carga de 120 A) y en cada caja de agrupamiento (corte en carga de 315 A), permitiendo desconectar manualmente el generador fotovoltaico, facilitando labores de mantenimiento y aislamiento de partes defectuosas.

Protección contra sobretensiones: Las descargas atmosféricas producen sobretensiones que son especialmente peligrosas para los circuitos electrónicos. La protección contra sobretensiones protege la instalación fotovoltaica contra sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas, protegiendo el lado del campo fotovoltaico aguas abajo del inversor. Los protectores de sobretensión descargan a tierra los picos de tensión transitorios que se transmiten a través de los cables de la instalación eléctrica. Como protección frente a las sobretensiones se utilizarán descargadores de sobretensión, entre los conductores activos y tierra en cada una de las cajas concentradoras de series, así como a la entrada y a la salida de los inversores.

- **PARTE DE CORRIENTE ALTERNA**

Protección contra contactos directos: Al igual que en el circuito de corriente continua, las medidas de protección frente a contactos directos en el circuito de corriente alterna, serán la instalación de elementos de clase II, separándose las partes accesibles de la instalación de sus partes activas mediante doble aislamiento.

Protección contra contactos indirectos: Con el fin de proteger a las personas contra contactos indirectos, en la parte de corriente alterna se instalarán interruptores diferenciales según RD 1699/2011, el cual irá instalado en el cuadro de baja tensión del centro de transformación a la salida de cada uno de los inversores, y cuya misión será la de desactivar el circuito en el momento en que se produzca una derivación de corriente. Las derivaciones de corriente no sólo se producen por fallos en el aislamiento, sino que también pueden ser el efecto de un contacto directo, por lo que puede considerarse que el interruptor diferencial también representa una protección frente a contactos directos.

Protección contra sobrecargas y cortocircuitos: Para la protección contra sobrecargas y cortocircuitos en el circuito de corriente alterna, se instalarán interruptores magnetotérmicos asociados a protección diferencial (bloque Vigi de 400A) en el cuadro de baja tensión previsto a la salida de cada uno de los inversores en el edificio del centro de transformación. Además de estas protecciones, se instalará un interruptor manual de corte en carga (corte en carga de 800 A) en cabecera de dicho cuadro, asegurándose las conexiones-desconexiones en caso de fallo o imposibilidad de poder ser realizado por el inversor, aumentándose así las garantías y fiabilidad de la instalación.

Protección contra sobretensiones: Como ya se ha mencionado en el apartado de corriente continua, para la protección contra sobretensiones se utilizarán descargadores de sobretensión, los cuales se encuentran integrados en los inversores, a la entrada y a la salida de éstos.

- *PROTECCIONES INCLUIDAS EN EL EQUIPO INVERSOR*

Los inversores cumplirán con la normativa vigente RD 1699/2011, y llevarán incluidas las siguientes protecciones:

Las funciones de protección de máxima y mínima frecuencia y máxima y mínima tensión referidas en el artículo 14 del citado RD, estarán integradas en los inversores, y las maniobras de desconexión-conexión por actuación de las mismas serán realizadas por un interruptor automático junto a un relé de enclavamiento que realizará el rearme automático del equipo una vez que se restablezcan las condiciones normales de suministro de la red.

Las protecciones de la interconexión de máxima y mínima frecuencia estarán dentro de los valores de 50,5 Hz y 48 Hz con una temporización máxima de 0,5 y de 3 segundos respectivamente, y los de máxima y mínima tensión entre 1,15 y 0,85 Un, respectivamente.

En el caso de que la red de distribución a la que se conecta la instalación fotovoltaica se desconecte por cualquier motivo, el inversor no mantendrá la tensión en la línea de distribución, disponiendo para ello de una protección anti-isla que detecta la desconexión de la red y abre sus contactos, evitando así el funcionamiento en isla de la instalación.

Además cada inversor incluye seccionadores en carga a la entrada (paneles) y a la salida (red), lo cual permite poder realizar una desconexión total del equipo.

A continuación se mencionan cada una de las protecciones del equipo inversor:

- Protección contra polarizaciones inversas
- Protección contra fallos de aislamiento
- Protección anti-isla, con desconexión automática
- Fusibles DC
- Seccionador en carga DC
- Descargadores de sobretensión DC
- Protección contra sobrecargas y cortocircuitos
- Seccionador-magnetotérmico AC
- Descargadores de sobretensión AC

2.10.Puesta a tierra

Las puestas a tierra se establecen principalmente con objeto de limitar la tensión que, con respecto a tierra, pueden presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos.

La puesta o conexión a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo. Mediante la instalación de puesta a tierra se deberá conseguir que en el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima del terreno no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o las de descarga de origen atmosférico.

La puesta a tierra se hará de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la empresa distribuidora, y cumplirá con lo dispuesto en el RD 1699/2011. Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua, como la de alterna, estarán conectadas a una única tierra, la cual será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora [\[2\]](#), y por último la instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución y la instalación generadora (dicha separación galvánica entre la red de distribución y la generación será realizada por el transformador del centro de transformación).

El sistema de puesta a tierra de la instalación será un sistema en modo flotante o aislado de tierra, es decir, los conductores activos se encuentran aislados de tierra, proporcionando niveles de protección adecuados frente a contactos directos e indirectos mediante la instalación de elementos con grado de protección de clase II.

Esta disposición denominada “de generador flotante”, coincide con el sistema que el REBT denomina esquema IT, en el que no hay conductores activos puestos a tierra, pero sí lo están, mediante una conexión específica, las masas y partes metálicas accesibles de todos los aparatos.

Si se produce un primer defecto de aislamiento, se desarrolla una pequeña corriente debido a que la resistencia de aislamiento de los módulos suele ser muy elevada, en este caso el defecto será detectado por el sistema de vigilancia permanente de aislamiento incorporado en el inversor, el cual detectará el fallo y advertirá de la situación de peligro, por lo que no se producirán tensiones de contacto peligrosas [\[10\]](#).

Al sobrevenir el segundo fallo, afectando a otra fase, a la misma masa, o a una masa diferente, se constituye un bucle con las masas de los receptores en fallo, los conductores de protección y los conductores de alimentación. Dicho bucle genera la circulación de una elevada corriente de cortocircuito, cuyas condiciones de eliminación son las del esquema TT, [\[10\]](#).

Con todo lo expuesto, se conectarán a tierra todas las masas de la instalación fotovoltaica, la estructura soporte, y con ella los módulos fotovoltaicos, se conectarán a tierra con motivo de reducir el riesgo asociado a la acumulación de cargas estáticas y limitar la tensión que con respecto a tierra puedan presentar las masas metálicas.

En el sistema de puesta a tierra se tendrá [\[11\]](#), [\[12\]](#):

Electrodos: Los electrodos son una masa metálica, permanentemente en buen contacto con el terreno, para facilitar el paso a éste de las corrientes de defecto que puedan presentarse o la carga eléctrica que tenga o pueda tener. Los forman las picas y el conductor enterrado horizontalmente que las une. Las picas son barras de cobre o acero de 14 mm de diámetro como mínimo. Si son de acero, están recubiertas de una capa protectora exterior de cobre de espesor apropiado. Su longitud es de 2 m, e irá instalada a una profundidad mayor de 0,5m y con una separación mínima entre una y otra igual al doble de su longitud.

Línea de enlace con tierra: Está formada por los conductores que unen los electrodos con el punto de puesta a tierra. La sección del conductor no podrá ser inferior a 35mm^2 para conductores de Cu.

Punto de puesta a tierra: Punto situado en el suelo, en una pequeña arqueta, que sirve de unión entre la línea principal de tierra y la línea de enlace con tierra. Estará constituido por un dispositivo de conexión (regleta, placa, borne, etc.), que permita la unión entre ambos tramos, de forma que pueda, mediante útiles apropiados, separarse éstas, con el fin de poder realizar la medida de la resistencia de tierra.

Línea principal de tierra: Formada por el conductor que partirá del punto de puesta a tierra y al cual estarán conectadas las derivaciones para la puesta a tierra de las masas a través de los conductores de protección. La sección del conductor no podrá ser inferior a 16mm^2 para conductores de Cu.

Derivaciones de la línea principal de tierra: Constituidas por conductores que unirán la línea principal de tierra con los conductores de protección o directamente con las masas metálicas. La sección será la misma que la de los conductores activos.

Conductores de protección: Conductores que sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos con el fin de asegurar la protección contra los contactos indirectos. La sección será la misma que la de los conductores activos.

2.11. Balance medioambiental

La combustión de recursos naturales para obtener energía, genera humos, contamina el aire y el agua y produce gases (dióxido de carbono, dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno, entre otros), los cuales son los principales causantes del efecto invernadero y de la lluvia ácida. La energía fotovoltaica, en cambio, utiliza únicamente la luz solar como recurso energético, su aplicación no causa efectos dañinos y contribuye a reducir el calentamiento global.

En este sentido resulta interesante conocer el ahorro de emisiones previsto mediante la implantación de la instalación fotovoltaica, en relación a las que se emitirían siendo una central convencional la que generara la energía.

A continuación se muestra una gráfica con el origen desglosado de la generación de electricidad producida mediante diferentes técnicas en el año 2012 [\[13\]](#).

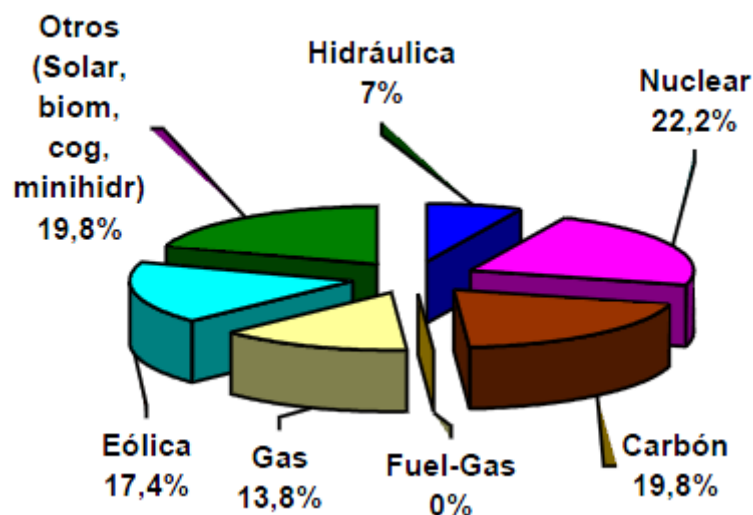


Figura 11. Origen generación electricidad año 2012

Según los datos recogidos por la organización de conservación de la naturaleza WWF, en el boletín anual de 2012 [\[13\]](#), en el que se resumen las emisiones de CO₂, de gases contaminantes y residuos radioactivos generados para producir la electricidad, por cada kWh generado se emitieron 0,242 Kg de CO₂, 0,515 g de SO₂ y 0,365 g de NO_x. Con estos datos y conociendo que la instalación fotovoltaica generará teóricamente 342.570 kWh al año, las emisiones evitadas serán:

- Emisiones evitadas de CO₂ : $342.570 \frac{kWh}{año} \times 0,242 \frac{Kg CO_2}{kWh} = 82,9 \frac{Tn CO_2}{año}$
- Emisiones evitadas de SO₂ : $342.570 \frac{kWh}{año} \times 0,515 \frac{g SO_2}{kWh} = 176,42 \frac{Kg SO_2}{año}$
- Emisiones evitadas de NO_x : $342.570 \frac{kWh}{año} \times 0,365 \frac{g NO_x}{kWh} = 125 \frac{Kg NO_x}{año}$

Por otra parte, y según el dato publicado por el IDAE en su estudio sobre el consumo energético del sector residencial en España, se estima que el consumo medio anual de un hogar español es de 3.487 kWh [14], con lo que, considerando que la producción de electricidad de la instalación fotovoltaica proyectada es de 342.570 kWh al año, se puede prever que la generación producida podrá abastecer de energía a unos 98 hogares.

2.12.Dimensionamiento de la instalación solar fotovoltaica

A continuación se exponen los cálculos justificativos necesarios para la realización del diseño de la instalación fotovoltaica.

2.12.1.Potencia a instalar

La potencia nominal de la instalación será menor que la potencia fotovoltaica de pico, con objeto de mantener a los inversores en un punto de eficiencia razonable incluso en los días de poca radiación de invierno, cuando la potencia que dan los módulos es muy baja.

Para conseguir la máxima eficiencia, la relación entre la potencia nominal del inversor y la potencia pico del generador fotovoltaico debe ser del orden de 0,8 a 0,9, es decir, se sobredimensionará entorno a un 15% la potencia del generador fotovoltaico [10].

Con este fin, tendremos en un primer cálculo una potencia nominal en la instalación y una potencia pico en el generador fotovoltaico de:

$$P_n = 200 kW \quad ; \quad P_{pfv} = 230 kW_p$$

(La potencia pico final del generador fotovoltaico será de 231,84 kW_p, debido al número de módulos elegidos, como se desarrolla en el capítulo 2.12.2.)

La razón de este sobredimensionamiento, se debe a que en condiciones climáticas reales, el generador fotovoltaico no producirá su potencia pico, debido a que las condiciones reales difieren de las condiciones en las que se ha medido dicha potencia (condiciones estándar de medida: 1kW/m², 25°C±2°C y AM 1,5).

Otro factor a tener en cuenta es que el rendimiento de los paneles es menor cuanto más alta es la temperatura, ya que el aumento de ésta en las células fotovoltaicas supone un incremento en la corriente pero al mismo tiempo una disminución mucho mayor de la tensión, provocando que la potencia del panel disminuya. También reduce la potencia del generador el hecho de que la orientación e inclinación no sean las óptimas, las pérdidas debidas al cableado y conexionado de módulos, la suciedad, la irradiancia recibida, etc...

En la figura 12 se observa cómo influye la temperatura y la irradiancia sobre el panel fotovoltaico, reduciendo la potencia de éste al aumentar la temperatura y al disminuir la irradiancia respectivamente.

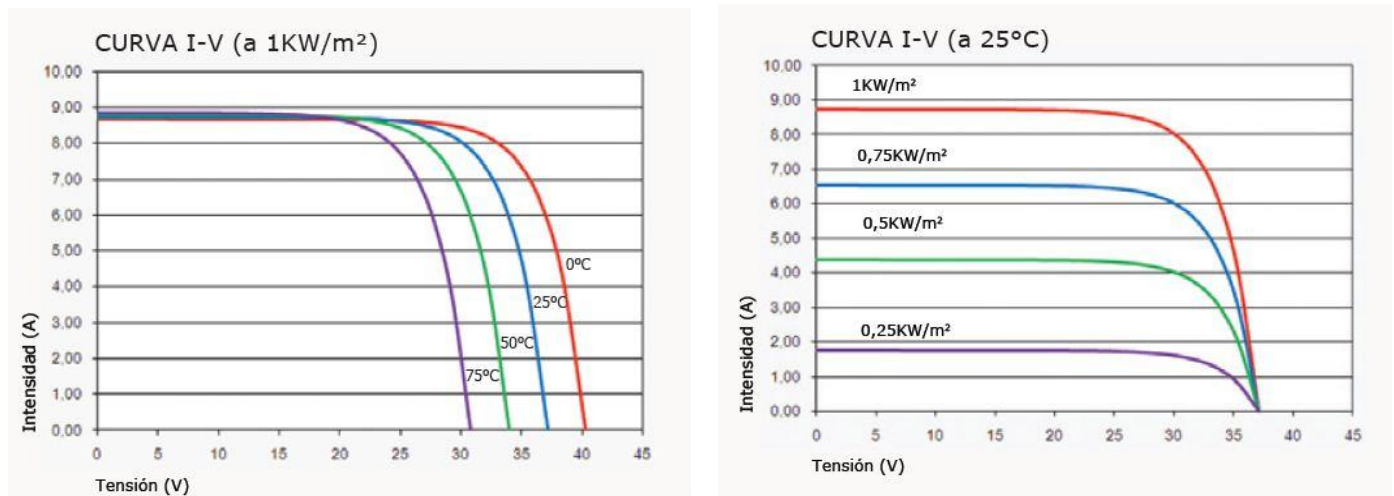


Figura 12. Dependencia de la temperatura y de la irradiancia en el panel fotovoltaico [\[3\]](#)

2.12.2.Cálculo del número de paneles

Para calcular el número de paneles conectados en serie, debemos conocer el rango de tensiones de entrada del inversor, así como la corriente máxima de entrada admitida por éste, para determinar el número de paneles en paralelo. Estos datos se pueden apreciar en la tabla 6.

| | |
|---|--------------------------|
| Rango de tensiones de entrada (U_{\max} - U_{\min}) | 750 - 405 V |
| Corriente máxima de entrada | 260 A |
| Rango de potencias del campo FV (por inversor) | 103 – 130kW _p |

Tabla 6. Características del inversor [\[4\]](#)

- *CÁLCULO DE PANELES CONECTADOS EN SERIE*

Para determinar el número de paneles conectados en serie, se calcula la tensión máxima y mínima que puede soportar el panel en función de la temperatura de trabajo del módulo, ya que como se ha expuesto en el apartado anterior, la tensión del módulo fotovoltaico depende de la temperatura. En este sentido, se considerarán unas condiciones extremas tanto en invierno como en verano.

El cálculo de las tensiones en las condiciones extremas de trabajo se regirá por las siguientes ecuaciones [\[15\]](#):

$$V_{\text{máx panel}} = V_{oc} + \Delta V^+ \quad (1)$$

$$V_{\text{mín panel}} = V_{mp} + \Delta V^- \quad (4)$$

$$\Delta V^+ = \Delta T^- \cdot \alpha \cdot V_{oc} \quad (2)$$

$$\Delta V^- = \Delta T^+ \cdot \alpha \cdot V_{mp} \quad (5)$$

$$\Delta T^- = T_{\text{mín}} - T_{ce} \quad (3)$$

$$\Delta T^+ = T_{\text{máx}} - T_{ce} \quad (6)$$

Donde:

| | |
|------------------------|--|
| $V_{\text{máx panel}}$ | Tensión máxima que es capaz de soportar el panel (V) |
| $V_{\text{mín panel}}$ | Tensión mínima que es capaz de soportar el panel (V) |
| V_{oc} | Tensión de circuito abierto en condiciones estándar (V) |
| V_{mp} | Tensión en punto de máx potencia en condiciones estándar (V) |
| ΔV^+ | Incremento máximo positivo de tensión debido al coeficiente de temperatura (V) |
| ΔV^- | Incremento máximo negativo de tensión debido al coeficiente de temperatura (V) |
| ΔT^- | Incremento máximo negativo de temperatura del panel (°C) |
| ΔT^+ | Incremento máximo positivo de temperatura del panel (°C) |
| α | Coeficiente de temperatura debido a la tensión V_{oc} (%/°C) |
| T_{ce} | Temperatura en condiciones estándar (25°C) |

Para el cálculo se utilizarán unas temperaturas máximas y mínimas de trabajo del panel en condiciones extremas de:

$$T_{\text{máx}} = 70^\circ\text{C}$$

$$T_{\text{mín}} = -10^\circ\text{C}$$

Sustituyendo:

$$\Delta V^+ = (-10 - 25) \cdot (-3,2 \cdot 10^{-3}) \cdot 36,72 = 4,11 \text{ V}$$

$$\Delta V^- = (70 - 25) \cdot (-3,2 \cdot 10^{-3}) \cdot 28,87 = -4,16 \text{ V}$$

$$V_{\text{máx panel}} = 36,72 + 4,11 = 40,83 \text{ V}$$

$$V_{\text{mín panel}} = 28,87 - 4,16 = 24,71 \text{ V}$$

Conocidos los valores de tensiones del módulo en las condiciones extremas, se pueden calcular el número máximo y mínimo de paneles conectados en serie mediante las siguientes expresiones:

$$N_{s \text{ máx}} = \frac{V_{\text{máx inv}}}{V_{\text{máx panel}}} \quad (7)$$

$$N_{s \text{ mín}} = \frac{V_{\text{mín inv}}}{V_{\text{mín panel}}} \quad (8)$$

Donde:

$N_{s \text{ máx}}$ Número máximo de paneles conectados en serie

$N_{s \text{ mín}}$ Número mínimo de paneles conectados en serie

$V_{\text{máx inv}}$ Tensión máxima de entrada al inversor (V)

$V_{\text{mín inv}}$ Tensión mínima de entrada al inversor (V)

Sustituyendo los valores obtenidos en las ecuaciones (1) y (4) y los datos ofrecidos en la tabla 6, se obtiene:

$$N_{s \text{ máx}} = \frac{750}{40,83} = 18,36 \text{ panles}$$

$$N_{s \text{ mín}} = \frac{405}{24,71} = 16,39 \text{ paneles}$$

La conexión en serie de los módulos fotovoltaicos, da como resultado la suma de las tensiones de cada módulo, provocando el aumento de la tensión total del generador.

Atendiendo a la idea de que para mayores tensiones se producen menores pérdidas de cableado y conexionado se escoge como mejor opción la asociación de 18 paneles conectados en serie.

- *CÁLCULO DE PANELES CONECTADOS EN PARALELO*

La conexión en paralelo de los módulos fotovoltaicos, da como resultado la suma de las corrientes de cada fila, produciendo una corriente total del generador que es la suma de todas las filas de módulos. Dicha corriente estará por debajo del valor máximo de corriente de entrada de los inversores.

El número de filas conectadas en paralelo se determina mediante la siguiente expresión:

$$N_p = \frac{P_{p generador}}{P_{p fila}} \quad (9)$$

Donde:

N_p Número de filas conectadas en paralelo

$P_{p generador}$ Potencia pico del generador fotovoltaico (W_p)

$P_{p fila}$ Potencia pico de una fila (W_p)

Sustituyendo se tiene:

$$N_p = \frac{230.000}{18 \cdot 230} = 55,55 \text{ filas en paralelo}$$

Con lo que el número de filas conectadas en paralelo será de 56 filas. Estas 56 filas se dividirán entre los dos inversores de 100kW cada uno, es decir, se tendrán 28 filas en paralelo para cada uno de los inversores.

Realizado el cálculo del número de paneles conectados en serie y en paralelo, se puede determinar el número total de módulos de la instalación mediante la siguiente ecuación:

$$N_t = N_s \cdot N_p \quad (10)$$

Donde:

N_t Número total de módulos de la instalación

Sustituyendo:

$$N_t = 18 \cdot 56 = 1.008 \text{ paneles}$$

Conocido el número total de paneles, la potencia pico total del generador será:

$$P_{p generador} = N_t \cdot P_{p panel} = 1008 \cdot 230 = 231.840 W_p \quad (11)$$

2.12.3. Comprobación de parámetros del inversor

A continuación, se comprobarán que los parámetros de tensiones, corrientes y potencias máximas del generador fotovoltaico, se encuentran dentro del rango de valores establecidos por el fabricante del inversor.

En la conexión en serie de los 18 paneles se obtienen las siguientes tensiones en condiciones extremas:

$$V_{\max \text{ panel}}(-10^{\circ}\text{C}) = 18 \cdot 40,83 = 734,94 \text{ V} < 750 \text{ V}$$

$$V_{\min \text{ panel}}(70^{\circ}\text{C}) = 18 \cdot 24,71 = 444,78 \text{ V} > 405 \text{ V}$$

El valor de la tensión del generador en el punto de máxima potencia será:

$$V_{mp} = 18 \cdot 28,87 = 519,66 \text{ V} < 750 \text{ V}$$

Como se puede apreciar, los valores de tensión se encuentran dentro del rango de tensiones de entrada del inversor proporcionado en la tabla 6, por lo que no habrá problemas de funcionamiento del inversor aún cuando las temperaturas fueran extremas.

La máxima corriente de cortocircuito por cada ramal se dará cuando la temperatura sea máxima (70°C), dicha corriente se calcula con el dato del coeficiente de temperatura de I_{cc} proporcionado por el fabricante de los paneles, mediante la siguiente expresión:

$$I_{cc \text{ máx}}(70^{\circ}\text{C}) = I_{cc \text{ ce}} + ((T_{\text{máx}} - 25^{\circ}\text{C}) \cdot \Delta I) \quad (12)$$

Donde:

$I_{cc \text{ máx}}$ Intensidad de cortocircuito máxima (A)

$I_{cc \text{ ce}}$ Intensidad de cortocircuito en condiciones estándar (A)

ΔI Variación de la corriente respecto a la temperatura ($\text{A}/^{\circ}\text{C}$)

Para los módulos propuestos el valor de la intensidad de cortocircuito en condiciones estándar es de 8,55 A, y la variación de corriente respecto a la temperatura es de $4 \cdot 10^{-4} \text{ A}/^{\circ}\text{C}$, por lo que sustituyendo tenemos:

$$I_{cc \text{ máx}}(70^{\circ}\text{C}) = 8,55 + ((70 - 25) \cdot 4 \cdot 10^{-4}) = 8,568 \text{ A}$$

(Valor que no difiere mucho del valor de la corriente en condiciones estándar.)

Atendiendo al número de filas conectadas en paralelo por inversor se tiene:

$$28 \text{ ramales/inversor} \cdot 8,568 \text{ A} = 239,9 \text{ A} < 260 \text{ A}$$

Como se puede apreciar, el valor de la corriente máxima es menor que el valor de la corriente de entrada del inversor proporcionado en la tabla 6, por lo que no habrá problemas de funcionamiento del inversor respecto a las corrientes de entrada.

Por último se comprueba que el valor final de la potencia pico del generador fotovoltaico calculada mediante la ecuación (11), se encuentra dentro del rango de valores de potencia de los inversores proporcionados en la tabla 6:

$$103kWp < 115,92kWp/inversor < 130kWp$$

Cumplidas todas las prescripciones descritas, se puede determinar que la configuración elegida para el generador fotovoltaico es la adecuada, ya que los parámetros definidos se encuentran dentro del rango de valores especificados por el inversor.

2.12.4.Orientación e inclinación de los módulos

Para definir la orientación e inclinación del generador fotovoltaico simplificaremos el problema de la situación de la Tierra respecto al Sol, suponiendo la Tierra fija y el Sol dando vueltas. En esta situación un observador vería que el Sol sigue unas trayectorias como las indicadas en la figura 13, en las que, como podemos ver, el Sol nace en un amplio sector situado hacia el Este y se pone dentro de otro sector igualmente amplio situado al Oeste a lo largo de todo el año [\[15\]](#).

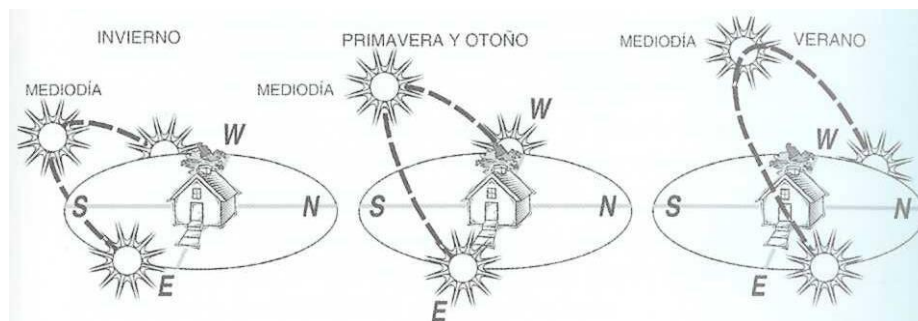


Figura 13. Movimiento aparente del Sol

Sólo dos días al año (21 de Marzo y 21 de Septiembre), llamados equinoccios, el Sol nace por el Este y se pone por el Oeste dando lugar a días en los que el día y la noche duran doce horas exactas. El resto del año el día y la noche tienen períodos de duración diferentes, siendo el día más corto el solsticio de invierno (21 de Diciembre) y el más largo el solsticio de verano (21 de Junio).

Además de variar el tiempo que está sobre el horizonte, el Sol varía también la altura que es capaz de alcanzar al mediodía. La posición del Sol, queda determinada mediante dos ángulos, que son la altura y el azimut. Como se observa en la figura 14, la altura se define como el ángulo que forma el Sol, el observador y el horizonte, mientras que el azimut es el ángulo que forma la proyección de la línea Sol-observador con la dirección Sur.

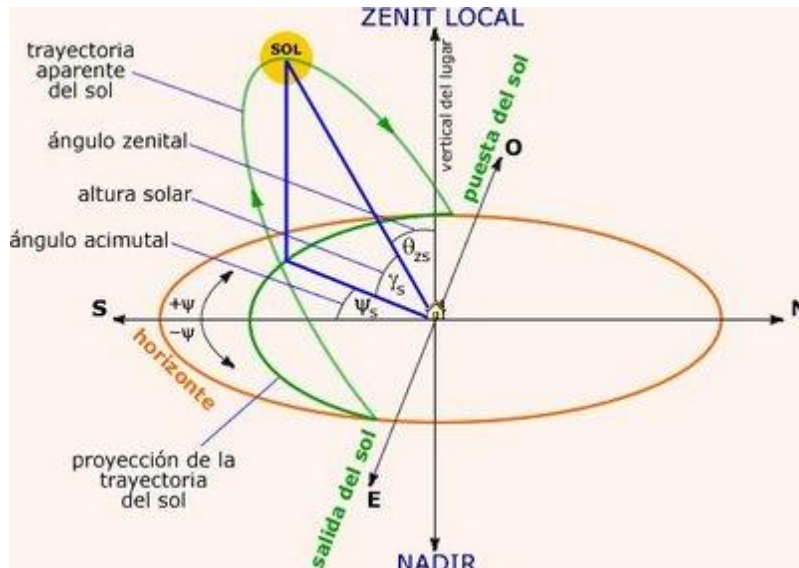


Figura 14. Posición del Sol. Altura y azimut.

En cuestiones de energía solar, el uso de estos ángulos puede ser relevante a la hora de saber si un árbol o un edificio van a hacer sombra sobre el equipo solar en algún momento del año.

Para obtener el mayor rendimiento, se ha de procurar que el generador fotovoltaico reciba la mayor cantidad posible de luz solar sobre su superficie activa a lo largo de todo el año. Con este fin, los módulos se colocarán con la siguiente orientación e inclinación [2]:

- **Orientación:** El valor típico del ángulo azimut es de $\alpha = 0^\circ$ para los módulos orientados al Sur en países del hemisferio norte como es el caso. Por lo tanto, los módulos se orientaran hacia el sur.

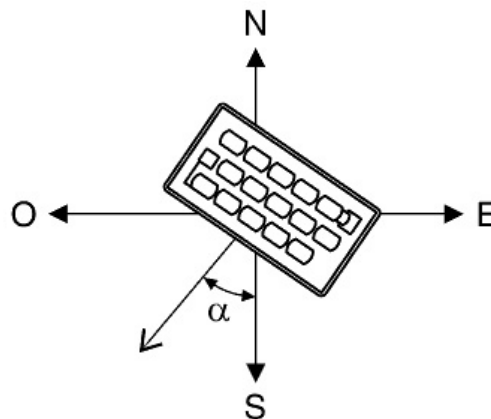


Figura 15. Orientación de módulos.

- **Inclinación:** La inclinación de los módulos es el ángulo que forman estos con la horizontal, y para el máximo rendimiento anual se considera como ángulo de inclinación óptimo la latitud del lugar menos 10° . Para la instalación del presente proyecto ubicada en Fuenlabrada con una latitud de 40° , el ángulo de inclinación óptimo de los paneles será:

$$\beta_{opt} = \text{latitud} - 10^\circ = 40 - 10 = 30^\circ$$

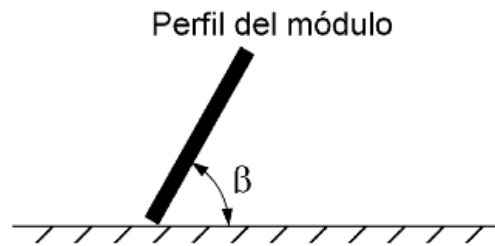


Figura 16. Inclinación de módulos.

2.12.5. Distancia entre filas de módulos

A la hora de realizar la distribución de los módulos fotovoltaicos sobre la azotea, se han de tener en cuenta las posibles sombras que pueden proporcionar los obstáculos próximos, así como la distancia de separación entre cada una de las filas de módulos, con el fin de que las sombras que se puedan proyectar sobre la instalación solar sean las mínimas posibles. En este caso no existen edificios de gran altura próximos al emplazamiento de la nave, ni obstáculos considerables que puedan provocar sombras sobre el campo generador, con lo que únicamente se calculará la separación entre las distintas filas de módulos con el objetivo de que no se produzcan sombras unas sobre otras.

La separación entre las distintas filas de módulos se determina según la figura 17 de la siguiente manera:

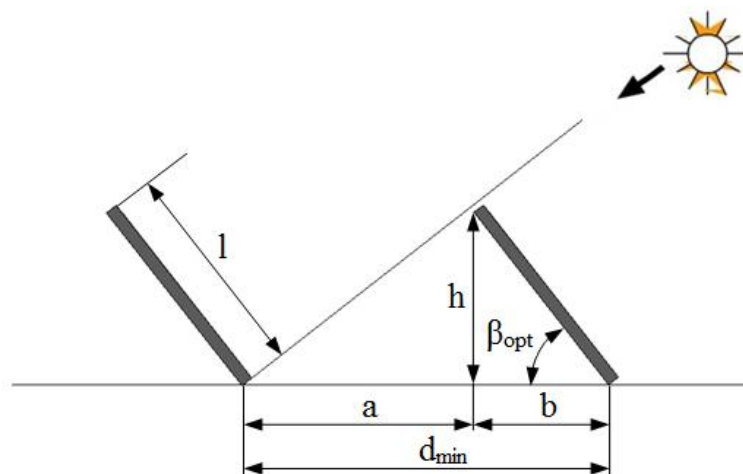


Figura 17. Distancia entre filas de módulos

Donde:

| | |
|----------------------|--|
| l | Longitud del módulo colocado horizontalmente (0,99 m) |
| h | Altura del obstáculo o diferencia de altura entre la parte alta de una fila de módulos y la parte baja de la siguiente |
| a | Distancia entre filas |
| b | Proyección del módulo sobre la horizontal |
| d_{\min} | Distancia mínima entre módulos para evitar sombras |
| β_{opt} | Grado de inclinación de los módulos respecto a la horizontal (30°) |

Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la distancia “a” de la figura 17, medida sobre la horizontal, entre una fila de módulos y un obstáculo de altura h , que pueda producir sombras sobre la instalación, será igual o superior al valor obtenido por la siguiente expresión:

$$a = \frac{h}{\text{tg}(61^\circ - \text{latitud})} \quad (13)$$

Sustituyendo:

$$h = \sin \beta_{\text{opt}} \cdot l = \sin 30 \cdot 0,99 = 0,495 \text{ m}$$

$$b = \cos \beta_{\text{opt}} \cdot l = \cos 30 \cdot 0,99 = 0,857 \text{ m}$$

$$a = \frac{0,495}{\text{tg}(61^\circ - 40)} = 1,3 \text{ m}$$

$$d_{\min} = a + b = 1,3 + 0,857 = 2,16 \text{ m}$$

La separación mínima entre filas de 2,16 m, será tal que para el generador solar orientado hacia el Sur no deberá darse ningún sombreado a mediodía (aprox. 10:00 a 15:00 h) en el solsticio de invierno, ya que para equipos que se utilizan todo el año se utiliza el método del mes peor, y éste como ya se ha explicado corresponde para el hemisferio norte, al mes de Diciembre (21 de diciembre), ya que es el día de menor elevación del Sol.

Con el fin de asegurar que no existan sombras entre las filas de módulos y dado que la azotea permite una distribución más amplia de los paneles, éstos se colocarán a una distancia entre filas de unos 3 metros, ayudando con ello a un mejor acceso a los equipos para actividades de mantenimiento, limpieza del generador entre otros.

2.12.6.Cálculo energético de la instalación

Para realizar el cálculo energético de la instalación se utilizará el programa PVSYST.

Orientado al diseño y simulación de sistemas fotovoltaicos, este software permite el estudio, la simulación y análisis de datos completos de los sistemas fotovoltaicos.

Gracias a una base de datos meteorológica, el programa es capaz de dimensionar el tamaño de las instalaciones, considerando la radiación solar que recibiría en función de su ubicación, así como de efectuar un análisis energético global de la instalación teniendo en cuenta la proyección de sombras y pérdidas asociadas, a través de la simulación del movimiento del sol durante el día, previo diseño en 3D del sistema fotovoltaico.

Para comenzar con la simulación en el programa, se debe definir el proyecto para crear el archivo de nuestra instalación. Seguidamente se debe determinar el lugar geográfico y la estación meteorológica importada desde la base de datos meteorológicos de PVGIS-ESRA [\[16\]](#), para definir los datos de irradiación del lugar.

PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), es una herramienta de investigación y soporte para los recursos solares con una extendida red de estaciones meteorológicas en toda Europa. La herramienta, da valores interpolados de media entre los datos de 1981-1990, para cualquier localización geográfica de Europa con estaciones meteorológicas terrestres.

Una vez importados los datos meteorológicos, se define la orientación e inclinación de los módulos, parámetros definidos en el apartado 2.12.4. “Orientación e inclinación de los módulos”.

En la siguiente pestaña del programa se define el perfil de obstáculos, donde se introducen las sombras lejanas que se encuentren alrededor del emplazamiento. En este caso no existen edificios ni objetos que puedan producir sombra, por lo que no tendremos sombras lejanas.

A continuación, se determinan los sombreados cercanos realizando un diseño en 3D de la instalación para que el programa a través de la simulación del movimiento del sol, calcule las sombras que pueden darse para todo el año debido a las filas de módulos.

Por último, se define la configuración del generador fotovoltaico conectado a la red, introduciendo los datos de la planta: potencia nominal, número y tipo de módulo, número y tipo de inversor, número de módulos conectados en serie y número de filas conectadas en paralelo. Con estos datos el programa nos determina si la instalación es viable, ya que si el programa considera los datos introducidos como admisibles, mostrará los indicadores en color verde, pero si existiesen incompatibilidades en el sistema definido, los indicadores se mostrarán en color rojo, debiendo rediseñar la instalación.

Para poder realizar la simulación, y que el programa nos muestre el cálculo energético de la instalación, se deben tener en cuenta los parámetros de pérdidas que reducen el rendimiento global del sistema, los cuales se detallan a continuación:

- **Pérdidas por sombreado del generador fotovoltaico**

Las pérdidas por sombreado son un tipo de pérdidas originadas por la presencia de sombras sobre el generador fotovoltaico a determinadas horas del día.

Dado que el sistema fotovoltaico se encuentra en un entorno urbano, la presencia de sombras en determinadas horas del día sobre el generador puede ser inevitable. Estas sombras conducen a unas determinadas pérdidas energéticas causadas por la disminución de captación de irradiación solar, y por los posibles efectos de mismatch a las que puedan dar lugar.

Según se ha diseñado la instalación, no existen objetos externos que puedan provocar sombras al generador fotovoltaico, debido a que la finca en la que se encuentra situada la instalación no tiene a su alrededor elementos susceptibles de causar sombras, ya que los edificios cercanos son de menor altura.

Así, puesto que la altura del sol varía a lo largo del año, y con ella la longitud de las sombras de los obstáculos, se tendrán valores distintos de pérdidas de sombreado para cada uno de los meses.

El tratamiento del sombreado sobre el generador requiere una construcción tridimensional del campo en el PVSYST como ya se ha mencionado.

En la simulación de PVSYST se han estimado unas pérdidas por sombreado del 3% de la energía producida debido a las sombras entre filas de módulos a lo largo de todo el año.

- **Pérdidas angulares y espectrales (IAM)**

La potencia nominal de un módulo FV suele estar referida a unas condiciones estándar de medida, STC, que además de 1.000 W/m^2 y 25°C de temperatura de célula, implican una incidencia normal y un espectro estándar AM 1,5 (masa de aire sobre la superficie de la tierra). No obstante, en la operación habitual de un módulo FV, ni la incidencia de la radiación es normal, ni el espectro es estándar durante todo el tiempo de operación.

El que la radiación solar incida sobre la superficie de un módulo con un ángulo diferente de 0° (perpendicular puro) implica unas pérdidas de potencia, que a groso modo se pueden asemejar a una ley coseno (mayores pérdidas a mayores ángulos de incidencia).

El efecto de la incidencia se designa con el término IAM, (modificador de ángulo de incidencia) se corresponde con el debilitamiento de la irradiación que realmente alcanza la superficie de las células fotovoltaicas con respecto a la irradiación a incidencia normal.

En este caso se ha mantenido por defecto el método de cálculo que el programa realiza (Modelo ASHRAE), resultando unas pérdidas por factor IAM del 2,8% de la energía producida.

- **Pérdidas debidas al nivel de irradiancia**

Las pérdidas debidas al nivel de irradiancia se refieren a las pérdidas de rendimiento del módulo por irradiación baja.

El módulo está diseñado para generar una potencia a una irradiancia estándar de 1kW/m^2 , es decir, la irradiancia tiene un valor distinto para cada instante (se espera que en un día despejado la irradiancia a las 10:00 A.M, sea diferente y menor a la que se obtiene a las 1:00 P.M.). Es por esto que dichas pérdidas deben ser consideradas, y conforme a los valores meteorológicos añadidos al programa mediante PVGIS, el sistema establece unas pérdidas debidas al nivel de irradiancia del 3%.

- **Pérdidas por temperatura**

La eficiencia de un módulo fotovoltaico está medida en condiciones estándar a 25°C , pero esta temperatura no siempre estará presente en las células, ya que la temperatura de operación de los módulos fotovoltaicos depende de los factores ambientales de irradiancia, temperatura ambiente, velocidad del viento y de la posición de los módulos o aireación por la parte posterior.

Por este motivo, si las células fotovoltaicas se encuentran a una temperatura ambiente mayor a 25°C , su rendimiento decaerá, ya que la temperatura afecta principalmente a los valores de voltaje, teniendo su mayor influencia en el voltaje de circuito abierto, aunque también modifica los valores del punto de máxima potencia y el valor de I_{cc} (muy ligeramente), lo que se traduce en una pérdida de potencia provocada por las pérdidas que produce el aumento de la temperatura sobre el generador.

En la simulación el programa estima unas pérdidas debidas al efecto de la temperatura del 5,8%.

- **Pérdidas por polvo y suciedad**

Las pérdidas por polvo y suciedad, tienen su origen en la disminución de la potencia recibida en el generador fotovoltaico debido a la acumulación de polvo en la superficie de éste. Estas pérdidas dependen de la inclinación de los paneles y de la cercanía de la instalación a obras, carreteras etc.

Si se acumula una cantidad excesiva de suciedad debido a una falta de mantenimiento o a una frecuencia de lluvias insuficiente, se puede dejar de producir entre un 4 y un 15% de la energía.

Realizando un buen mantenimiento de la instalación, y colocando el generador con una inclinación mayor de 15° , se logra minimizar dichas pérdidas.

Para la simulación, se mantiene por defecto el factor de pérdidas anuales por polvo y suciedad que ofrece el programa, resultando este caso unas pérdidas del 3,2%.

- **Pérdidas por calidad del módulo**

Las pérdidas por calidad del módulo son provocadas por una desviación de la eficiencia efectiva media de los módulos respecto a las especificaciones del fabricante.

Los procesos de fabricación industriales no permiten obtener módulos fotovoltaicos idénticos, por lo que su potencia nominal referida a las STC, presenta una determinada dispersión.

El fabricante de los módulos fotovoltaicos asegura una ultratolerancia positiva de $0/+5W_p$, y aunque para minimizar dichas pérdidas se clasifican los módulos con iguales características dentro de las mismas series, se estiman unas pérdidas mínimas por calidad del módulo de 1,1%.

- **Pérdidas de conexionado (mismatch)**

Las pérdidas de conexionado o mismatch, son pérdidas energéticas originadas por la conexión de módulos fotovoltaicos de potencias ligeramente diferentes para formar un generador fotovoltaico.

Estas pérdidas tienen su origen en que si conectamos módulos en serie con diferentes corrientes, el módulo de menor corriente limitará la corriente de la serie. De modo semejante ocurre para la tensión de conexión de módulos en paralelo.

En general la potencia de un generador fotovoltaico es inferior (o en un caso ideal, igual) a la suma de potencias de cada uno de sus módulos que lo componen. Las pérdidas de conexionado se pueden reducir mediante una instalación ordenada en potencias (o en corrientes) de los módulos, así como la utilización adecuada de diodos de “bypass”.

Mediante la utilización de las técnicas mencionadas para reducir las pérdidas de conexionado, se estiman unas pérdidas de un 1,1% del total de la energía producida.

- **Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado**

Las pérdidas por caídas óhmicas en el cableado, se producen por las caídas de tensión que se originan en el interconexionado de los paneles y en el cableado de la instalación, cuando una determinada corriente circula por un conductor de un material y sección determinada.

Estas pérdidas energéticas se producen tanto en la parte de corriente continua como en la parte de corriente alterna de la instalación, y se minimizan dimensionando de forma adecuada la sección de los conductores en función de la corriente que circule por ellos, ya que un buen diseño, supone elegir cables de mayor diámetro antes que perder potencia por este concepto.


Con el objetivo de minimizar estas pérdidas, se fijará una caída de tensión en la instalación de un 1.5% tanto en el tramo de corriente continua como en el de corriente alterna, lo que reporta unas pérdidas de un 0,6% sobre la energía total producida.

- **Pérdidas en el inversor**

Las pérdidas en el inversor son generadas durante su funcionamiento. La transformación de la corriente continua generada en corriente alterna no es ideal, y como en todo sistema esto conlleva unas pérdidas. Por otro lado, el autoconsumo del inversor, así como un error en el seguimiento del punto de máxima potencia son factores que también implican una pérdida de generación de energía.

El fabricante del inversor indica que el rendimiento del inversor es del 97,5 %, por lo que el programa estima unas pérdidas en el inversor de un 2,3% del total de la energía generada.

Definidos los parámetros de pérdidas del sistema, el programa realiza la simulación de la instalación, obteniendo el siguiente informe sobre el balance energético del sistema fotovoltaico:

| | | | | |
|---|--|--------------|----------|------------|
|  | | PVSYST V5.02 | 23/05/12 | Página 1/4 |
| <div>Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</div> <div> Proyecto : PROYECTO UC3M </div> <div> Lugar Geográfico FUENLABRADA País España </div> <div> Ubicación <div> Latitud 40.3°N Longitud 3.8°W </div> <div> Hora Legal Huso hor. UT+1 Altitud 679 m </div> <div> Albedo 0.20 </div> </div> <div> Datos climatológicos : FUENLABRADA, Síntesis Datos por Hora </div> <div> Variante de simulación : Nueva variante de simulación </div> <div> Fecha de simulación 23/05/12 21h43 </div> <div> Parámetros de la simulación <div> Orientación Plano Receptor <div> Inclinación 30° Acimut 0° </div> </div> <div> Obstáculos Sin perfil de obstáculos </div> <div> Sombreados cercanos Según filas Efecto eléctrico 100 % </div> <div> Características generador FV <div> Módulo FV <div> Si-poly Modelo A-230P </div> <div> Fabricante Atersa </div> <div> Número de módulos FV En serie 18 módulos En paralelo 56 filas </div> <div> N° total de módulos FV N° módulos 1008 Pnom unitaria 230 Wp </div> <div> Potencia global generador Nominal (STC) 232 kWp En cond. funcionamiento 208 kWp (50°C) </div> <div> Características funcionamiento del generador (50°C) 473 V I mpp 439 A </div> <div> Superficie total Superficie módulos 1492 m² </div> </div> <div> Inversor <div> Modelo Ingecon Sun 100 </div> <div> Fabricante Ingeteam </div> <div> Características Tensión de Funcionamiento 405-750 V Pnom unitaria 100 kW AC </div> <div> Banco de inversores N° de inversores 2 unidades Potencia total 200 kW AC </div> </div> <div> Factores de pérdida de Generador FV <div> Factor de pérdidas térmicas U_c (const) 26.7 W/m²K U_v (viento) 0.0 W/m²K / m/s </div> <div> => Temp. Recep. Func. Nom. (G=800 W/m², Tamb=20° C, VelViento=1m/s) TONC 47 °C </div> <div> Pérdida Óhmica en el Cableado Res. global generador 12 mOhm Fracción de Pérdidas 1.0 % en STC </div> <div> Pérdida Diodos en Serie Caída de Tensión 0.7 V Fracción de Pérdidas 0.1 % en STC </div> <div> Pérdidas por polvo y suciedad del generador Fracción de Pérdidas 3.0 % </div> <div> Pérdida Calidad Módulo Fracción de Pérdidas 1.0 % </div> <div> Pérdidas Mismatch Módulos Fracción de Pérdidas 1.0 % en MPP </div> <div> Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE IAM = 1 - bo (1/cos i - 1) Parámetro bo 0.05 </div> </div> <div> Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red) </div> </div> </div> | | | | |

Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

Figura 18. Definición parámetros de la instalación programa PVSYST.

En la figura 18, se muestran los parámetros de la instalación necesarios por el programa para realizar la simulación, como pueden ser la potencia nominal, número y tipo de módulos, módulos en serie y paralelo, número y tipo de inversor, entre otros.

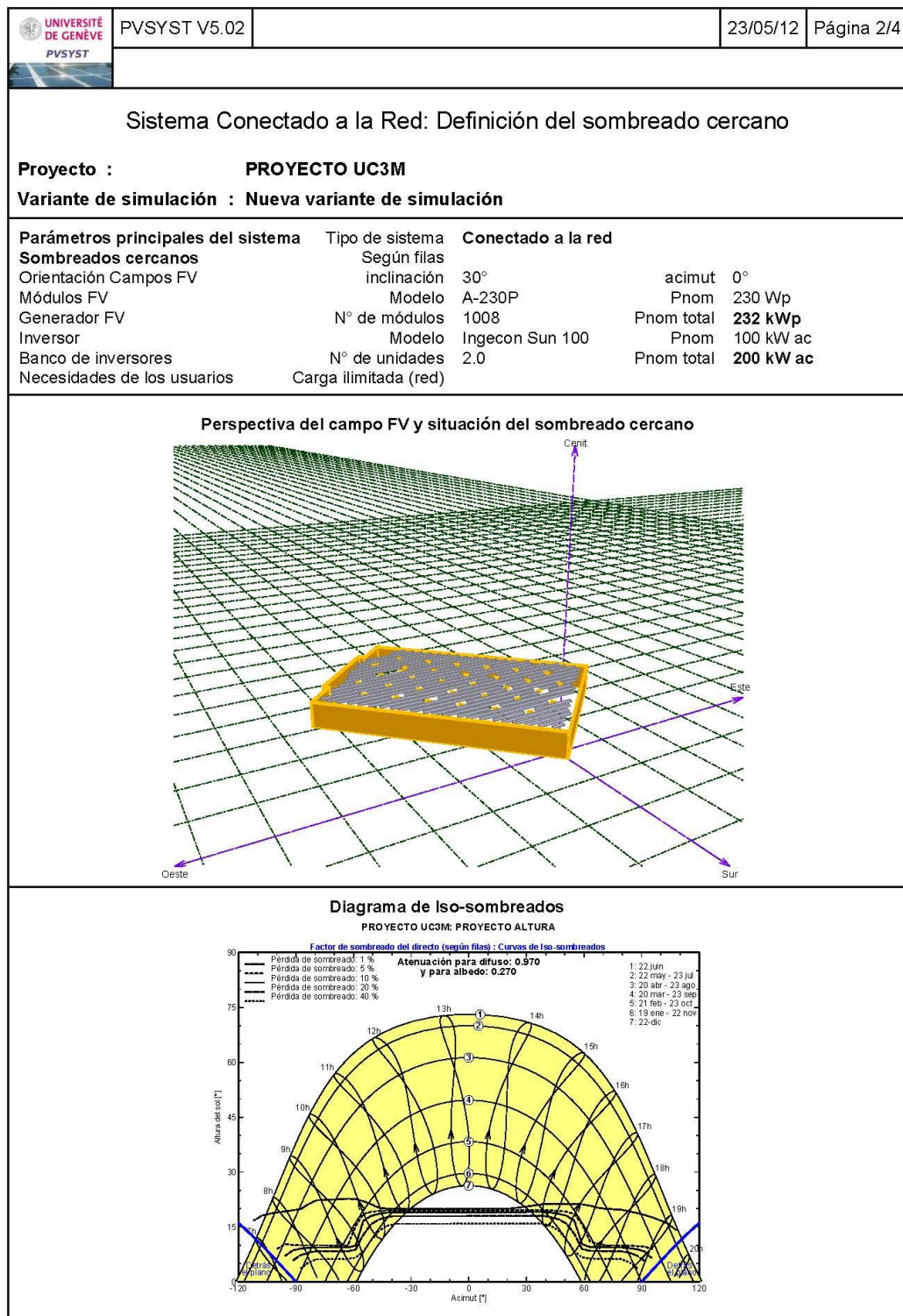


Figura 19. Definición sombreados de la instalación programa PVSYS.

En la figura 19, se muestra el diseño en 3D de la instalación, a través del cual el programa calcula las sombras a lo largo de todo el año como puede apreciarse en el diagrama de trayectorias del Sol.

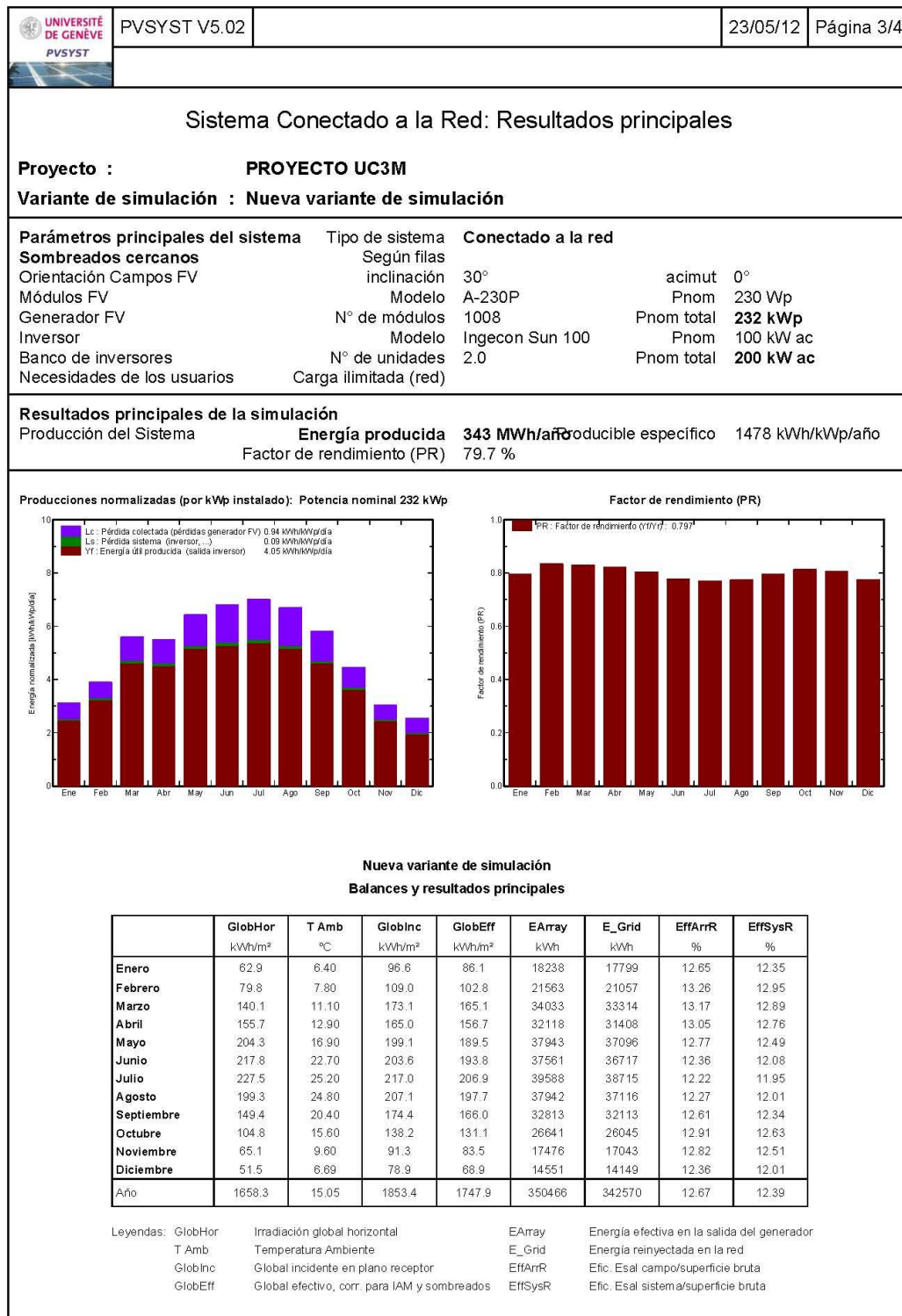


Figura 20. Resultados principales de la instalación programa PVSYST.

En la figura 20, se muestran los valores de temperatura, irradiación y energía generada por la instalación durante cada mes. Como se puede observar en los meses de primavera y verano, la instalación generará más debido a la mayor irradiación, pero a la vez se tendrán mayores pérdidas ya que en estos meses se tendrán mayores temperaturas afectando negativamente al funcionamiento del generador.

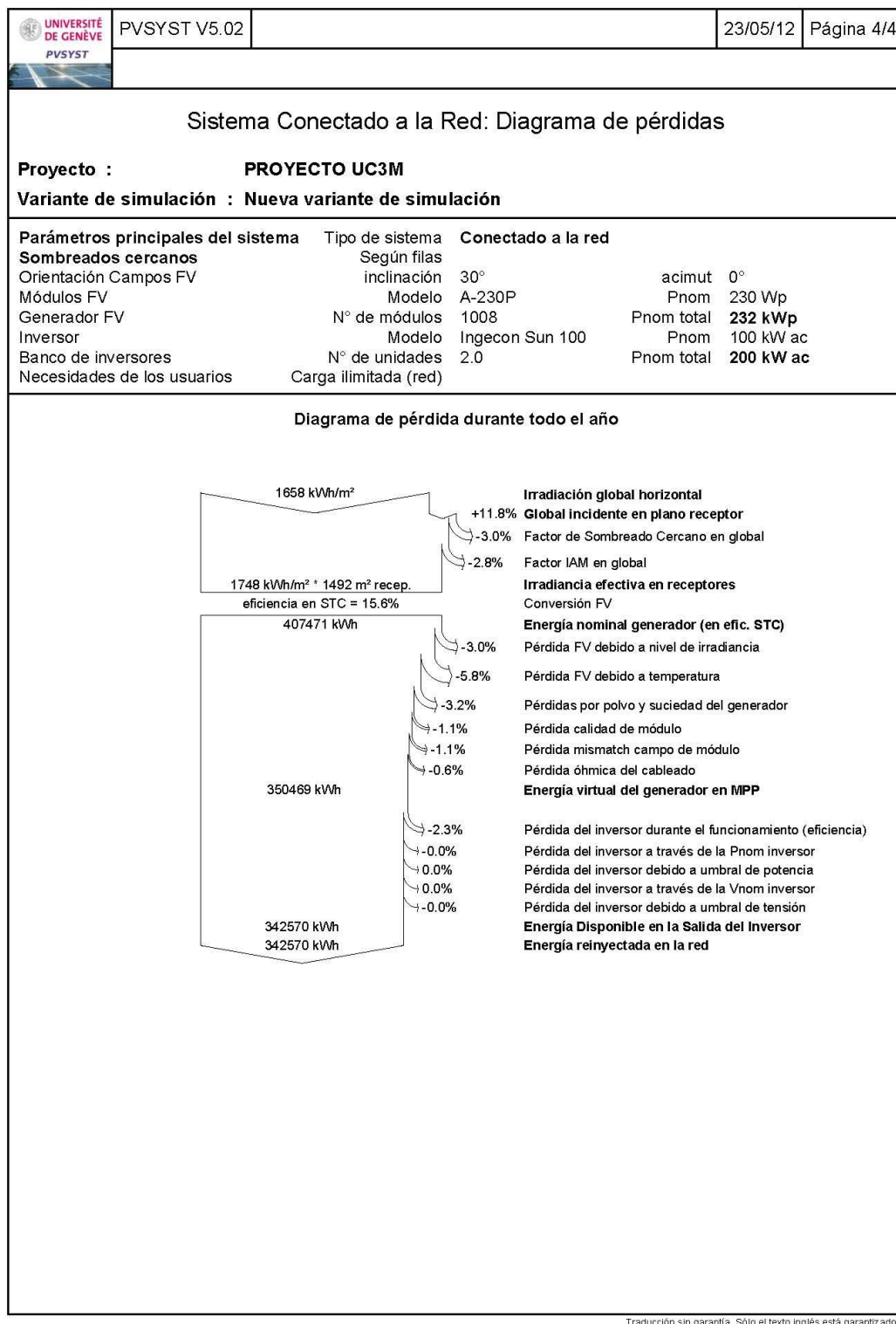


Figura 21. Diagrama de pérdidas de la instalación programa PVSYST.

Como se puede apreciar en la figura 21, la energía generada en condiciones estándar de medida es de 407.471 kWh, mucho menor que la irradiancia efectiva en los receptores, debido a la eficiencia del generador. Por otro lado se observa que debido a las pérdidas en el sistema, la energía disponible a la salida de los inversores, es decir, la energía que la instalación inyecta a la red es de 342.570 kWh.

2.12.7. Cálculos eléctricos de los conductores de Baja Tensión

Para el cálculo de la sección de los conductores, se tendrán en cuenta dos criterios:

- Criterio de la caída de tensión máxima admisible.
- Criterio térmico ó intensidad de corriente permitida por los conductores.

Las fórmulas empleadas para el cálculo de la sección del cableado son las siguientes [17]:

➤ Corriente Continua:

Se calcularán las secciones correspondientes a cada uno de los siguientes tramos:

- Tramo 1: De los módulos fotovoltaicos a las cajas concentradoras de series.
- Tramo 2: De las cajas concentradoras de series a las cajas de agrupamiento.
- Tramo 3: De las cajas de agrupamiento al inversor.

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{c \cdot u} \quad (14) \quad \text{ó} \quad S = \frac{2 \cdot L \cdot P}{c \cdot u \cdot V} \quad (15)$$

$$u = \frac{2 \cdot L \cdot I}{c \cdot S} \quad (16) \quad \text{ó} \quad u = \frac{2 \cdot L \cdot P}{c \cdot S \cdot V} \quad (17)$$

Donde:

| | |
|---|--|
| S | Sección del conductor en mm ² |
| L | Longitud del conductor en metros (m) |
| I | Intensidad en amperios (A) |
| c | Conductividad del conductor (Cu: C=56 m/Ω·mm ² ; Al: C=35 m/Ω·mm ²) |
| u | Caída de tensión en voltios (V) |
| P | Potencia en vatios (W) |
| V | Tensión en voltios (V) |

➤ Corriente Alterna:

Se calcularán las secciones correspondientes al siguiente tramo:

- Tramo 1: De los inversores al cuadro de baja tensión del centro de transformación.

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I_l \cdot \cos\varphi}{c \cdot u} \quad (18) \quad \text{ó} \quad S = \frac{L \cdot P}{c \cdot u \cdot V_l} \quad (19)$$

$$u = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I_l \cdot \cos\varphi}{c \cdot S} \quad (20) \quad \text{ó} \quad u = \frac{L \cdot P}{c \cdot S \cdot V_l} \quad (21)$$

Donde:

I_l Intensidad de línea en amperios (A)

$\cos\varphi$ Factor de potencia de la instalación ($\cos\varphi=1$)

V_l Tensión de línea en voltios (V)

Para determinar la sección del cableado, además de los criterios mencionados anteriormente, se deberá tener en cuenta lo siguiente [18], [2]:

“Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la red de distribución pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5 % para la intensidad nominal.”

Para la realización de los cálculos, se mayorará la corriente nominal de operación hasta el valor de la corriente de cortocircuito de los módulos, favoreciendo que un posible defecto en la instalación no dañe el cableado ni los componentes que la constituyen.

Se tomará como longitud del cable, la distancia entre el módulo más alejado de cada serie y su correspondiente caja concentradora.

La intensidad admisible que soporta el conductor conforme a la sección adoptada, se extrae de la Tabla 1 de la ITC-BT-19 del REBT, según el sistema de instalación de conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra (fila B, columna 9).

A continuación se adjuntan las tablas de cálculos, donde se observan los resultados obtenidos para la instalación:

| CARACTERÍSTICAS DE LOS MÓDULOS | |
|--------------------------------|-------|
| TENSIÓN PMP (V): | 28,87 |
| POTENCIA (W): | 230 |
| CORRIENTE PMP(A): | 7,99 |
| CORRIENTE CORTOCIRCUITO (A) | 8,55 |
| Nº MÓDULOS / SERIE: | 18 |

LÍNEAS DE CORRIENTE CONTINUA DESDE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS HASTA LAS CAJAS CONCENTRADORAS DE SERIES

| CAJA CONCENTRADORA | LÍNEA | TIPO DE CORRIENTE | TIPO CONDUCTOR | C | LONGITUD (m) | POTENCIA (W) | TENSIÓN (V) | PORCENTAJE MÁXIMO CDT (%) | CAIDA DE TENSIÓN MÁXIMA (V) | SEC. MÍN. RESULTANTE (mm ²) | SECCIÓN ADOPTADA (mm ²) | INTENSIDAD POR SERIE (A) | INTENSIDAD ADMISIBLE CONDUCTOR (A) | CAIDA DE TENSIÓN (V) | CAIDA DE TENSIÓN (%) |
|---------------------------|----------|-------------------|----------------|----|--------------|--------------|-------------|---------------------------|-----------------------------|---|-------------------------------------|--------------------------|------------------------------------|----------------------|----------------------|
| CAJA CONCENTRADORA Nº 1.1 | SERIE 1 | CC | CU | 56 | 44,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 1,61 | 6 | 8,55 | 49,00 | 2,09 | 0,40 |
| | SERIE 2 | CC | CU | 56 | 38,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 1,39 | 6 | 8,55 | 49,00 | 1,80 | 0,35 |
| | SERIE 3 | CC | CU | 56 | 32,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 1,17 | 6 | 8,55 | 49,00 | 1,52 | 0,29 |
| | SERIE 4 | CC | CU | 56 | 35,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 1,28 | 6 | 8,55 | 49,00 | 1,66 | 0,32 |
| | SERIE 5 | CC | CU | 56 | 29,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 1,06 | 6 | 8,55 | 49,00 | 1,38 | 0,26 |
| | SERIE 6 | CC | CU | 56 | 27,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 0,99 | 6 | 8,55 | 49,00 | 1,28 | 0,25 |
| | SERIE 7 | CC | CU | 56 | 27,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 0,99 | 6 | 8,55 | 49,00 | 1,28 | 0,25 |
| | SERIE 8 | CC | CU | 56 | 26,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 0,95 | 6 | 8,55 | 49,00 | 1,23 | 0,24 |
| | SERIE 9 | CC | CU | 56 | 43,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 1,57 | 6 | 8,55 | 49,00 | 2,04 | 0,39 |
| | SERIE 10 | CC | CU | 56 | 54,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 1,97 | 6 | 8,55 | 49,00 | 2,56 | 0,49 |
| CAJA CONCENTRADORA Nº 2.1 | SERIE 11 | CC | CU | 56 | 32,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 1,17 | 6 | 8,55 | 49,00 | 1,52 | 0,29 |
| | SERIE 12 | CC | CU | 56 | 32,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 1,17 | 6 | 8,55 | 49,00 | 1,52 | 0,29 |
| | SERIE 13 | CC | CU | 56 | 30,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 1,10 | 6 | 8,55 | 49,00 | 1,42 | 0,27 |
| | SERIE 14 | CC | CU | 56 | 36,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 1,31 | 6 | 8,55 | 49,00 | 1,71 | 0,33 |
| | SERIE 15 | CC | CU | 56 | 40,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 1,46 | 6 | 8,55 | 49,00 | 1,90 | 0,37 |
| | SERIE 16 | CC | CU | 56 | 40,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 1,46 | 6 | 8,55 | 49,00 | 1,90 | 0,37 |
| | SERIE 17 | CC | CU | 56 | 32,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 1,17 | 6 | 8,55 | 49,00 | 1,52 | 0,29 |
| | SERIE 18 | CC | CU | 56 | 25,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 0,91 | 6 | 8,55 | 49,00 | 1,19 | 0,23 |
| | SERIE 19 | CC | CU | 56 | 26,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 0,95 | 6 | 8,55 | 49,00 | 1,23 | 0,24 |
| CAJA CONCENTRADORA Nº 3.1 | SERIE 20 | CC | CU | 56 | 27,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 0,99 | 10 | 8,55 | 68,00 | 0,77 | 0,15 |
| | SERIE 21 | CC | CU | 56 | 33,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 1,20 | 10 | 8,55 | 68,00 | 0,94 | 0,18 |
| | SERIE 22 | CC | CU | 56 | 35,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 1,28 | 10 | 8,55 | 68,00 | 1,00 | 0,19 |
| | SERIE 23 | CC | CU | 56 | 30,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 1,10 | 10 | 8,55 | 68,00 | 0,85 | 0,16 |
| | SERIE 24 | CC | CU | 56 | 25,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 0,91 | 10 | 8,55 | 68,00 | 0,71 | 0,14 |
| | SERIE 25 | CC | CU | 56 | 25,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 0,91 | 10 | 8,55 | 68,00 | 0,71 | 0,14 |
| | SERIE 26 | CC | CU | 56 | 34,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 1,24 | 10 | 8,55 | 68,00 | 0,97 | 0,19 |
| | SERIE 27 | CC | CU | 56 | 42,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 1,53 | 10 | 8,55 | 68,00 | 1,20 | 0,23 |
| | SERIE 28 | CC | CU | 56 | 45,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 1,64 | 10 | 8,55 | 68,00 | 1,28 | 0,25 |
| CAJA CONCENTRADORA Nº 1.2 | SERIE 29 | CC | CU | 56 | 43,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 1,57 | 6 | 8,55 | 49,00 | 2,04 | 0,39 |
| | SERIE 30 | CC | CU | 56 | 38,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 1,39 | 6 | 8,55 | 49,00 | 1,80 | 0,35 |
| | SERIE 31 | CC | CU | 56 | 40,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 1,46 | 6 | 8,55 | 49,00 | 1,90 | 0,37 |
| | SERIE 32 | CC | CU | 56 | 25,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 0,91 | 6 | 8,55 | 49,00 | 1,19 | 0,23 |
| | SERIE 33 | CC | CU | 56 | 22,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 0,80 | 6 | 8,55 | 49,00 | 1,04 | 0,20 |
| | SERIE 34 | CC | CU | 56 | 24,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 0,88 | 6 | 8,55 | 49,00 | 1,14 | 0,22 |
| | SERIE 35 | CC | CU | 56 | 22,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 0,80 | 6 | 8,55 | 49,00 | 1,04 | 0,20 |
| | SERIE 36 | CC | CU | 56 | 22,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 0,80 | 6 | 8,55 | 49,00 | 1,04 | 0,20 |
| | SERIE 37 | CC | CU | 56 | 26,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 0,95 | 6 | 8,55 | 49,00 | 1,23 | 0,24 |
| | SERIE 38 | CC | CU | 56 | 38,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 1,39 | 6 | 8,55 | 49,00 | 1,80 | 0,35 |
| CAJA CONCENTRADORA Nº 2.2 | SERIE 39 | CC | CU | 56 | 33,50 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 1,22 | 10 | 8,55 | 68,00 | 0,95 | 0,18 |
| | SERIE 40 | CC | CU | 56 | 35,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 1,28 | 10 | 8,55 | 68,00 | 1,00 | 0,19 |
| | SERIE 41 | CC | CU | 56 | 21,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 0,77 | 10 | 8,55 | 68,00 | 0,60 | 0,11 |
| | SERIE 42 | CC | CU | 56 | 21,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 0,77 | 10 | 8,55 | 68,00 | 0,60 | 0,11 |
| | SERIE 43 | CC | CU | 56 | 69,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 2,52 | 10 | 8,55 | 68,00 | 1,96 | 0,38 |
| | SERIE 44 | CC | CU | 56 | 64,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 2,34 | 10 | 8,55 | 68,00 | 1,82 | 0,35 |
| | SERIE 45 | CC | CU | 56 | 54,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 1,97 | 10 | 8,55 | 68,00 | 1,54 | 0,30 |
| | SERIE 46 | CC | CU | 56 | 49,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 1,79 | 10 | 8,55 | 68,00 | 1,39 | 0,27 |
| | SERIE 47 | CC | CU | 56 | 25,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 0,91 | 10 | 8,55 | 68,00 | 0,71 | 0,14 |
| CAJA CONCENTRADORA Nº 3.2 | SERIE 48 | CC | CU | 56 | 21,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 0,77 | 6 | 8,55 | 49,00 | 1,00 | 0,19 |
| | SERIE 49 | CC | CU | 56 | 34,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 1,24 | 6 | 8,55 | 49,00 | 1,61 | 0,31 |
| | SERIE 50 | CC | CU | 56 | 33,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 1,20 | 6 | 8,55 | 49,00 | 1,56 | 0,30 |
| | SERIE 51 | CC | CU | 56 | 21,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 0,77 | 6 | 8,55 | 49,00 | 1,00 | 0,19 |
| | SERIE 52 | CC | CU | 56 | 20,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 0,73 | 6 | 8,55 | 49,00 | 0,95 | 0,18 |
| | SERIE 53 | CC | CU | 56 | 23,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 0,84 | 6 | 8,55 | 49,00 | 1,09 | 0,21 |
| | SERIE 54 | CC | CU | 56 | 29,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 1,06 | 6 | 8,55 | 49,00 | 1,38 | 0,26 |
| | SERIE 55 | CC | CU | 56 | 34,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 1,24 | 6 | 8,55 | 49,00 | 1,61 | 0,31 |
| | SERIE 56 | CC | CU | 56 | 40,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 1,46 | 6 | 8,55 | 49,00 | 1,90 | 0,37 |

Tabla 7. Cálculo cableado c.c de módulos fotovoltaicos a cajas concentradoras

LÍNEAS DE CORRIENTE CONTINUA DESDE LAS CAJAS CONCENTRADORAS DE SERIES HASTA LAS CAJAS DE AGRUPAMIENTO

| LÍNEA | TIPO DE CORRIENTE | TIPO CONDUCTOR | C | LONGITUD (m) | POTENCIA (W) | TENSIÓN (V) | PORCENTAJE MÁXIMO CDT (%) | CAIDA DE TENSIÓN MÁXIMA (V) | SEC. MÍN. RESULTANTE (mm ²) | SECCIÓN ADOPTADA (mm ²) | INTENSIDAD DE CÁLCULO RESULTANTE (A) | INTENSIDAD ADMISIBLE CONDUCTOR (A) | CAÍDA DE TENSIÓN (V) | CAÍDA DE TENSIÓN (%) |
|--|-------------------|----------------|----|--------------|--------------|-------------|---------------------------|-----------------------------|---|-------------------------------------|--------------------------------------|------------------------------------|----------------------|----------------------|
| CAJA CONCENTRADORA CC1.1 - CAJA AGRUPAMIENTO 1 | CC | CU | 56 | 48,00 | 41.400 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 17,52 | 35 | 85,50 | 144,00 | 3,90 | 0,75 |
| CAJA CONCENTRADORA CC2.1 - CAJA AGRUPAMIENTO 1 | CC | CU | 56 | 91,00 | 37.260 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 29,89 | 50 | 76,95 | 175,00 | 4,66 | 0,90 |
| CAJA CONCENTRADORA CC3.1 - CAJA AGRUPAMIENTO 1 | CC | CU | 56 | 104,00 | 37.260 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 34,17 | 50 | 76,95 | 175,00 | 5,33 | 1,02 |
| CAJA CONCENTRADORA CC1.2 - CAJA AGRUPAMIENTO 2 | CC | CU | 56 | 27,00 | 41.400 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 9,86 | 35 | 85,50 | 144,00 | 2,19 | 0,42 |
| CAJA CONCENTRADORA CC2.2 - CAJA AGRUPAMIENTO 2 | CC | CU | 56 | 57,00 | 37.260 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 18,73 | 35 | 76,95 | 144,00 | 4,17 | 0,80 |
| CAJA CONCENTRADORA CC3.2 - CAJA AGRUPAMIENTO 2 | CC | CU | 56 | 83,00 | 37.260 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 27,27 | 50 | 76,95 | 175,00 | 4,25 | 0,82 |

LÍNEAS DE CORRIENTE CONTINUA DESDE LAS CAJAS DE AGRUPAMIENTO HASTA EL INVERSOR

| LÍNEA | TIPO DE CORRIENTE | TIPO CONDUCTOR | C | LONGITUD (m) | POTENCIA (W) | TENSIÓN (V) | PORCENTAJE MÁXIMO CDT (%) | CAIDA DE TENSIÓN MÁXIMA (V) | SEC. MÍN. RESULTANTE (mm ²) | SECCIÓN ADOPTADA (mm ²) | INTENSIDAD DE CÁLCULO RESULTANTE (A) | INTENSIDAD ADMISIBLE CONDUCTOR (A) | CAÍDA DE TENSIÓN (V) | CAÍDA DE TENSIÓN (%) |
|---------------------------------|-------------------|----------------|----|--------------|--------------|-------------|---------------------------|-----------------------------|---|-------------------------------------|--------------------------------------|------------------------------------|----------------------|----------------------|
| CAJA AGRUPAMIENTO 1- INVERSOR 1 | CC | CU | 56 | 2,00 | 115.920 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 2,04 | 95 | 239,40 | 314,00 | 0,17 | 0,03 |
| CAJA AGRUPAMIENTO 2- INVERSOR 2 | CC | CU | 56 | 2,00 | 115.920 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 2,04 | 95 | 239,40 | 314,00 | 0,17 | 0,03 |

LÍNEAS DE CORRIENTE ALTERNA DESDE EL INVERSOR HASTA EL CUADRO DE BAJA TENSIÓN DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

| LÍNEA | TIPO DE CORRIENTE | TIPO CONDUCTOR | C | LONGITUD (m) | POTENCIA (W) | TENSIÓN (V) | PORCENTAJE MÁXIMO CDT (%) | CAIDA DE TENSIÓN MÁXIMA (V) | SEC. MÍN. RESULTANTE (mm ²) | SECCIÓN ADOPTADA (mm ²) | INTENSIDAD DE CÁLCULO RESULTANTE (A) | FC AGRUPACIÓN 2 TERNAS DE CLABES | INTENSIDAD ADMISIBLE CONDUCTOR (A) con fc | CAÍDA DE TENSIÓN (V) | CAÍDA DE TENSIÓN (%) |
|------------------------------------|-------------------|----------------|----|--------------|--------------|-------------|---------------------------|-----------------------------|---|-------------------------------------|--------------------------------------|----------------------------------|---|----------------------|----------------------|
| INVERSOR 1- CUADRO BAJA TENSIÓN CT | CA | CU | 56 | 10,00 | 110.000 | 220,00 | 1,50 | 3,30 | 27,06 | 240 | 288,68 | 0,80 | 440,00 | 0,37 | 0,17 |
| INVERSOR 2- CUADRO BAJA TENSIÓN CT | CA | CU | 56 | 10,00 | 110.000 | 220,00 | 1,50 | 3,30 | 27,06 | 240 | 288,68 | 0,80 | 440,00 | 0,37 | 0,17 |

Tabla 8. Cálculo cableado c.c y c.a de cajas concentradoras a cuadro de baja tensión

RESUMEN DE LA LÍNEA DE BAJA TENSIÓN MÁS DESFAVORABLE

| LÍNEA | TIPO DE CORRIENTE | TIPO CONDUCTOR | C | LONGITUD (m) | POTENCIA (W) | TENSIÓN (V) | PORCENTAJE MÁXIMO CDT (%) | CAIDA DE TENSIÓN MÁXIMA (V) | SEC. MÍN. RESULTANTE (mm ²) | SECCIÓN ADOPTADA (mm ²) | INTENSIDAD DE CÁLCULO RESULTANTE (A) | INTENSIDAD ADMISIBLE CONDUCTOR (A) | CAÍDA DE TENSIÓN (V) | CAÍDA DE TENSIÓN (%) | CAÍDA DE TENSIÓN ACUMULADA (V) | CAÍDA DE TENSIÓN ACUMULADA (%) |
|--|-------------------|----------------|----|--------------|--------------|-------------|---------------------------|-----------------------------|---|-------------------------------------|--------------------------------------|------------------------------------|----------------------|----------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| SERIE 9 DE C.C.3.1 | CC | CU | 56 | 45,00 | 4.140 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 1,64 | 10 | 8,55 | 68,00 | 1,28 | 0,25 | 1,28 | 0,25 |
| CAJA CONCENTRADORA CC3.1 - CAJA AGRUPAMIENTO 1 | CC | CU | 56 | 104,00 | 37.260 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 34,17 | 50 | 76,95 | 175,00 | 5,33 | 1,02 | 6,61 | 1,27 |
| CAJA AGRUPAMIENTO 1 - INVERSOR 1 | CC | CU | 56 | 2,00 | 115.920 | 519,66 | 1,50 | 7,79 | 2,04 | 95 | 239,40 | 314,00 | 0,17 | 0,03 | 6,77 | 1,30 |
| INVERSOR 1 - CUADRO BAJA TENSION CT | CA | CU | 56 | 10,00 | 110.000 | 220,00 | 1,50 | 3,30 | 27,06 | 240 | 288,68 | 440,00 | 0,37 | 0,17 | 7,15 | 1,47 |

Tabla 9. Resumen máxima caída de tensión.

Como se puede apreciar en las tablas de cálculos eléctricos, la máxima caída de tensión admisible con respecto a la del cuadro de baja tensión es inferior al 1,5% establecido.

Por otro lado, también se observa que se cumple el criterio térmico por el cual se tiene en cuenta la intensidad y la temperatura máxima admisible que soportará el conductor en función del régimen de funcionamiento al que se vea sometido.

A continuación se muestran las tablas de comprobación del criterio térmico, teniendo en cuenta que la sección de los conductores es tal, que la intensidad máxima admisible del cable es superior al 125% de la máxima intensidad del generador, es decir, de la intensidad de cortocircuito, según la siguiente expresión:

$$I_{adm} > 1,25 \times I_{sc}$$

| LÍNEA | SECCIÓN (mm²) | INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO (A) | 125% DE INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO (A) | INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE (A) | $I_{adm} > 1,25 \times I_{sc}$ | |
|--|---------------|---------------------------------|---|---------------------------------|--------------------------------|--------|
| MÓDULOS - CAJAS CONCENTRADORAS | 6 | 8,55 | 10,69 | 49 | $49 > 10,69$ | CUMPLE |
| | 10 | 8,55 | 10,69 | 68 | $68 > 10,69$ | CUMPLE |
| CAJAS CONCENTRADORAS - CAJAS DE AGRUPAMIENTO | 35 | 85,5 | 106,88 | 144 | $144 > 106,88$ | CUMPLE |
| | 50 | 76,95 | 96,19 | 175 | $175 > 96,19$ | CUMPLE |
| CAJAS DE AGRUPAMIENTO - INVERSOR | 95 | 239,4 | 299,25 | 314 | $314 > 299,25$ | CUMPLE |
| INVERSOR - CUADRO BAJA TENSIÓN CT | 240 | 288,67 | 360,84 | 440 | $440 > 360,84$ | CUMPLE |

Tabla 10. Comprobación criterio térmico

2.12.8.Cálculo de las protecciones eléctricas

Los elementos de protección deben ser adecuados para los valores de corriente de la instalación, y tener una tensión nominal de empleo igual o superior a la tensión máxima del generador.

Se admiten como dispositivos de protección contra sobrecargas y cortocircuitos, los fusibles calibrados de características de funcionamiento adecuadas y los interruptores automáticos con sistema de corte omnipolar [19].

- *CÁLCULO DE LAS PROTECCIONES DE CORRIENTE CONTINUA*

La selección del calibre de los fusibles y de los interruptores se realiza mediante la siguiente expresión:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad (22)$$

Donde:

| | |
|-------|---|
| I_B | Intensidad máxima generada (intensidad de cortocircuito), mayorada por 1,25 (A) |
| I_N | Intensidad nominal del aparato de protección (A) |
| I_Z | Intensidad máxima admisible por el conductor (A) |

- CAJAS CONCENTRADORAS DE SERIES

Cálculo de los fusibles instalados en las cajas concentradoras de series

Cable de 6 mm²

$$I_B = 8,55 \cdot 1,25 = 10,7 \text{ A}$$

$$I_Z = 49 \text{ A}$$

Elegimos fusibles de 15 A que son los que incorpora la caja concentradora seleccionada.

A continuación verificamos que la intensidad del calibre seleccionado es mayor que la máxima prevista y menor que la máxima admitida por el cable conforme a la ecuación (22):

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \rightarrow 10,7 \leq 15 \leq 49$$

El calibre del fusible cumple con la condición, por lo que se considera aceptable la instalación de fusibles de 15 A en las cajas concentradoras de series para protección de cada serie de módulos.

Cable de 10 mm²

$$I_B = 8,55 \cdot 1,25 = 10,7 \text{ A}$$

$$I_Z = 68 \text{ A}$$

Elegimos fusibles de 15 A que son los que incorpora la caja concentradora seleccionada.

A continuación verificamos que la intensidad del calibre seleccionado es mayor que la máxima prevista y menor que la máxima admitida por el cable conforme a la ecuación (22):

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \rightarrow 10,7 \leq 15 \leq 68$$

El calibre del fusible cumple con la condición, por lo que se considera aceptable la instalación de fusibles de 15 A en las cajas concentradoras de series para protección de cada serie de módulos.

Cálculo de los interruptores-seccionadores de corte en carga instalados en cabecera de las cajas concentradoras de series

Los interruptores-seccionadores de corte en carga permiten abrir o cerrar con seguridad y en carga los circuitos fotovoltaicos.

Además de asegurar el corte en carga y el seccionamiento de seguridad de los circuitos eléctricos, minimizan el coste de explotación de la energía generada durante las operaciones de mantenimiento.

Conociendo la máxima intensidad de circulación (para el peor de los casos la suma de las I_{sc} de cada serie, mayorada por el factor 1,25), el calibre del interruptor-seccionador será:

$$I_{sc} = 8,55 \times 10 \text{ series} \times 1,25 = 107 \text{ A} \rightarrow \text{Calibre int} - \text{secc} = 120 \text{ A}$$

El calibre de los interruptores-seccionadores alojado en cabecera de las cajas concentradoras de series es de 120 A, y al ser mayor que la intensidad de circulación máxima por el circuito, dicho calibre se considera aceptable.

- CAJAS DE AGRUPAMIENTO

Cálculo de los fusibles instalados en las cajas de agrupamientoCable de 35 mm²

$$I_B = 85,5 \cdot 1,25 = 107 \text{ A}$$

$$I_Z = 144 \text{ A}$$

Elegimos fusibles de 125 A que son los que incorpora la caja de agrupamiento seleccionada.

A continuación verificamos que la intensidad del calibre seleccionado es mayor que la máxima prevista y menor que la máxima admitida por el cable conforme a la ecuación (22):

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \rightarrow 107 \leq 125 \leq 144$$

El calibre del fusible cumple con la condición, por lo que se considera aceptable la instalación de fusibles de 125 A en las cajas de agrupamiento.

Cable de 50 mm²

$$I_B = 76,95 \cdot 1,25 = 96,2 \text{ A}$$

$$I_Z = 175 \text{ A}$$

Elegimos fusibles de 125 A que son los que incorpora la caja concentradora seleccionada.

A continuación verificamos que la intensidad del calibre seleccionado es mayor que la máxima prevista y menor que la máxima admitida por el cable conforme a la ecuación (22):

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \rightarrow 96,2 \leq 125 \leq 175$$

El calibre del fusible cumple con la condición, por lo que se considera aceptable la instalación de fusibles de 125 A en las cajas de agrupamiento.

Cálculo de los interruptores-seccionadores de corte en carga instalados en cabecera de las cajas de agrupamiento

Conociendo la máxima intensidad de circulación (para el peor de los casos la suma de las I_{sc} provenientes de cada caja concentradora mayorada por el factor 1,25), el calibre del interruptor-seccionador será:

$$I_{sc} = (8,55 \times 10 \times 1,25) + (8,55 \times 9 \times 1,25) + (8,55 \times 9 \times 1,25) = 299,25 \text{ A}$$

$$\text{Calibre int} - \text{secc} = 315 \text{ A}$$

El calibre de los interruptores-seccionadores alojado en cabecera de las cajas de agrupamiento es de 315 A, y al ser mayor que la intensidad de circulación máxima por el circuito, dicho calibre se considera aceptable.

- **CÁLCULO DE LAS PROTECCIONES DE CORRIENTE ALTERNA**

La selección del calibre de los interruptores automáticos se realiza mediante la siguiente expresión:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad ; \quad I_2 \leq 1,45 \cdot I_Z \quad (23)$$

Donde:

| | |
|-------|---|
| I_B | Intensidad máxima generada mayorada por 1,25 (A) |
| I_N | Intensidad nominal del aparato de protección (A) |
| I_Z | Intensidad máxima admisible por el conductor (A) |
| I_2 | Intensidad convencional de fusión de los fusibles o intensidad convencional de disparo en interruptores automáticos (A) |

Dependiendo del elemento de protección utilizado, deberán cumplir además la siguiente condición:

- Los interruptores automáticos siempre cumplen que la intensidad de disparo es $I_2 = 1,45 \cdot I_N$, por lo que sólo se verifica la primera condición de la expresión (23).

- **CUADRO DE BAJA TENSIÓN**

Cálculo de los interruptores automáticos (bloque VIGI) instalados en cuadro de baja tensión del centro de transformación

En el cuadro de baja tensión del centro de transformación se instalarán dos elementos denominados bloque VIGI (protección diferencial asociada a un interruptor automático), para protección de las líneas provenientes de cada inversor.

El calibre de la protección, atendiendo únicamente a la primera condición de la expresión (23), dado que se trata de interruptores automáticos, será:

$$I_B = 288,68 \cdot 1,25 = 360,85 \text{ A}$$

$$I_Z = 440 \text{ A}$$

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \rightarrow 360,85 \leq 400 \leq 440$$

Elegimos unos interruptores automáticos con un calibre de 400 A. Como se puede observar, el calibre elegido cumple la condición exigida, por lo que se considera aceptable para su instalación.

Cálculo del interruptor-seccionador de corte en carga instalado en cabecera del cuadro de baja tensión del centro de transformación

Conociendo la intensidad de circulación (para el peor de los casos la suma de las corrientes máximas de entrega de los inversores mayorada por 1,25), el calibre del interruptor-seccionador será:

$$I = (288,68 \cdot 1,25) + (288,68 \cdot 1,25) = 721,7 \text{ A}$$

$$\text{Calibre int} - \text{secc} = 800 \text{ A}$$

El calibre del interruptor-seccionador alojado en cabecera del cuadro de baja tensión es de 800 A, y al ser mayor que la intensidad de circulación máxima por el circuito, dicho calibre se considera aceptable.

2.12.9.Cálculo de la puesta a tierra

La toma de tierra estará formada por la unión de una o varias picas enterradas en el terreno, a las cuales irán conectadas las masas de los equipos eléctricos. Para realizar el dimensionado de la puesta a tierra se deberá calcular la resistencia de tierra, teniendo en cuenta que el electrodo se dimensionará de forma que su resistencia de tierra sea tal, que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a 24 V, tal y como se recoge en la ITC-BT 18.

El cálculo de la resistencia de tierra se realizará mediante la siguiente expresión:

$$R_{tm\acute{a}x} = \frac{V_c}{I} \quad (24)$$

Donde:

| | |
|--------------------|---|
| $R_{tm\acute{a}x}$ | Resistencia de tierra máxima (Ω) |
| V_c | Tensión de contacto límite (V) |
| I | Intensidad de defecto (A) |

La instalación cuenta con un interruptor diferencial de 300 mA de sensibilidad, por lo que la resistencia de tierra más desfavorable, sustituyendo los valores en la expresión (24), no podrá ser superior a:

$$R_{tm\acute{a}x} = \frac{24}{0,3} = 80 \Omega$$

La red de tierras se realizará mediante picas de cobre de 2m de longitud y 14mm de diámetro. El número de picas a utilizar viene condicionado por la naturaleza conductora del terreno, y con el fin de garantizar que la $R_{t\text{máx}}$ sea menor de 80Ω , se tomará como valor de referencia $R_T = 20 \Omega$, [10].

Teniendo en cuenta que el suelo sobre el que se realizará la puesta a tierra tiene una naturaleza de margas y arcillas compactas, con una resistividad de $150 \Omega \cdot \text{m}$ según los valores propuestos en la ITC-BT 18, se calcula la resistencia de tierra de una pica mediante la siguiente expresión:

$$R_p = \frac{\rho}{L} \quad (25)$$

Donde:

R_p Resistencia de tierra de una pica (Ω)

ρ Resistividad del terreno ($\Omega \cdot \text{m}$)

L Longitud de la pica (m)

Sustituyendo:

$$R_p = \frac{150}{2} = 75 \Omega$$

Dado que la resistencia de tierra total, es el conjunto de varias picas en paralelo, se puede calcular el número mínimo de picas a través de la siguiente expresión:

$$R_t = \frac{1}{\frac{1}{R_p} + \frac{1}{R_p} + \dots + \frac{1}{R_p}} = \frac{R_p}{n} \quad (26)$$

Donde:

R_t Resistencia de tierra total (Ω)

R_p Resistencia de tierra de una pica (Ω)

n Número de picas

Sustituyendo:

$$n = \frac{R_p}{R_t} = \frac{75}{20} = 3,75 \rightarrow 4 \text{ picas}$$

A continuación se comprueba si el número de picas seleccionadas es acorde al valor de resistencia de tierra que se podía tener en la instalación ($R_t \leq 20 \Omega$), para que la tensión de contacto límite no supere los 24 V.

$$R_t = \frac{75}{4} = 18,75 \Omega \rightarrow 18,75 \Omega \leq 20 \Omega$$

$$V_c = R_t \cdot I = 18,75 \cdot 0,3 = 5,625 V \rightarrow 5,625 V \leq 24 V$$

Como se puede apreciar, tanto el valor de la resistencia de tierra obtenida, así como el valor de la tensión de contacto, son inferiores a sus valores máximos permitidos, por lo que la puesta a tierra escogida de 4 picas resulta satisfactoria para la instalación.

No obstante, el número de picas se podrá aumentar o disminuir, en función de la medida real de la resistencia de puesta a tierra en el lugar de ubicación, con el objetivo de que ninguna masa dé lugar a tensiones de contacto superiores a 24 V.

Capítulo 3

Descripción de la Instalación de Media Tensión

La conexión de la instalación fotovoltaica con la Red de Distribución Pública, se realizará en Media Tensión, según lo dispuesto en el punto 4.3.1 de la ITC-BT-40 del REBT donde se expone: “Con carácter general la interconexión de centrales generadoras a las redes de baja tensión de 3x400/230 V será admisible cuando la suma de las potencias nominales de los generadores no exceda de 100 kVA, ni de la mitad de la capacidad de la salida del centro de transformación correspondiente a la línea de la Red de Distribución Pública a la que se conecte la central”.

Atendiendo a dicha prescripción, y puesto que la instalación fotovoltaica excede de 100 kVA, la conexión con la red de distribución deberá realizarse en Media Tensión.

El modo de conexión a la red será a través de un centro de seccionamiento, tal y como se muestra en la figura 22, según el MT 3.53.01 “Condiciones técnicas de la instalación de producción eléctrica conectada a la red de Iberdrola Distribución”. Dicho centro de seccionamiento, unirá el centro de transformación, (desde donde se eleva la tensión de 220V a 15kV para su evacuación en Media Tensión), con el punto de conexión proporcionado por la compañía eléctrica.

A continuación se muestra el esquema de conexión a través de centro de seccionamiento. (Ver plano 9 contenido en los Anexos)

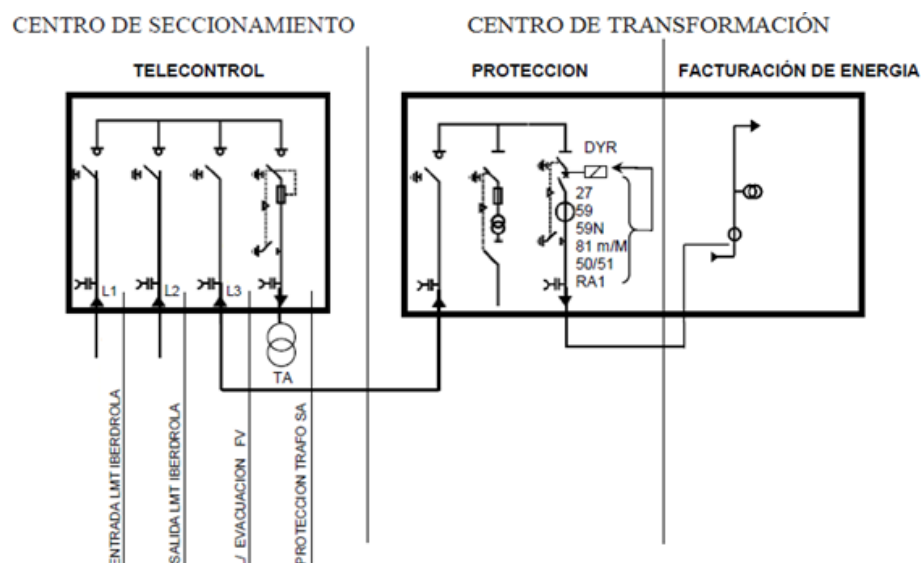


Figura 22. Modo de conexión a red a través de centro de seccionamiento [9].

La energía será vertida a la red de la compañía Iberdrola a la tensión trifásica de 15 kV y a la frecuencia de 50 Hz, realizándose la acometida por medio de cables subterráneos.

Con el objetivo de garantizar la desconexión de la instalación fotovoltaica en caso de una falta en la red, faltas internas en la instalación de la propia central, o desconexión de la red de distribución por cualquier otra causa, la instalación fotovoltaica estará equipada de protecciones eléctricas, de manera que no se perturbe el correcto funcionamiento de la red a la que esté conectada.

Así mismo, la instalación fotovoltaica bajo ningún concepto mantendrá la tensión en la línea de distribución de la compañía eléctrica en el caso de apertura del interruptor de cabecera, evitando así el funcionamiento en isla, al igual que estará dotada de los medios necesarios para admitir un reenganche sin ningún tipo de condición por parte de la compañía, en el tiempo que ésta tenga establecido.

Dichas protecciones en esta parte de la instalación fotovoltaica, estarán alojadas en el centro de seccionamiento y en el centro de transformación que se describen a continuación.

3.1.Centro de Transformación

El centro de transformación proyectado (en adelante CT) será un edificio prefabricado, tipo PFU-5 de la marca Ormazabal, de superficie y maniobra interior, el cual, consta de una envolvente de hormigón, de estructura monobloque y en cuyo interior se incorporan todos los componentes eléctricos, desde la aparamenta de media tensión incluyendo los transformadores, hasta los cuadros de baja tensión, dispositivos de control e interconexiones entre los diversos elementos (Ver plano 6 contenido en los Anexos). Las características del centro serán conforme al MT 2.11.01 “Proyecto tipo para centro de transformación de superficie”.

3.1.1.Transformador

El transformador constituye el elemento principal del centro de transformación, ya que es el dispositivo encargado de aumentar la tensión de baja a media tensión. Consta de un primario al que le llega la baja tensión, y de un secundario del que sale MT. En el centro de transformación, el transformador será una máquina trifásica elevadora de tensión, siendo la tensión entre fases a la entrada de 220 V y la tensión a la salida de 15 kV, de refrigeración natural y en baño de aceite mineral.

En cuanto a la potencia del transformador, dado que éste pertenece a la propiedad del cliente, su potencia puede ser igual (o superior) a la del inversor, por lo que se instalará un transformador de 250 kVA [\[10\]](#).

➤ Características:

- | | |
|--------------------------------|----------------------|
| ○ Potencia nominal: | 250 kVA |
| ○ Tensión nominal primaria: | 220 V |
| ○ Tensión nominal secundaria: | 15/20 kV |
| ○ Regulación: | +2,5%,+5%,+7,5%,+10% |
| ○ Impedancia de cortocircuito: | 4% |
| ○ Grupo de conexión: | Dyn11 |
| ○ Refrigeración: | Aceite |

El transformador irá provisto de nivel de aceite, grifo de vaciado, ganchos de suspensión y tracción, válvula de toma de muestras, ruedas de transporte en bastidor rígido orientable en dos direcciones a 90°, tornillo de puesta a tierra y placa de características.

Contará además con un termómetro, el cual verifica que la temperatura del dieléctrico del transformador no supera los valores máximos admisibles.

En el lado primario llevará un conmutador accionable desde el exterior, para que estando el transformador sin tensión, se pueda adaptar la relación de transformación a las condiciones de la red.

3.1.2. Características constructivas

- Cimentación

Para la instalación del centro, es necesario el acondicionamiento del terreno, realizando una excavación en el lugar donde se ubicará el edificio de acuerdo a las dimensiones del mismo y en función a la solución adoptada para la red de tierras. Sobre el fondo de la excavación se extenderá una capa de arena de 10 cm para la nivelación del terreno.

Sobre dicha capa de arena, se coloca la placa base, que es una losa de forma rectangular que se une en los extremos a las paredes del módulo. Sobre la placa base y a una altura de unos 400 mm, se sitúa la placa piso, que se sustenta en una serie de apoyos sobre la placa base y en el interior de las paredes, permitiendo el paso de cables de media y baja tensión a los que se accede a través de troneras cubiertas con losetas.

- Envoltente

La envoltente del centro es de hormigón armado vibrado. Se compone de dos partes, una que aglutina el fondo y las paredes (que incorpora las puertas y rejillas de ventilación natural), y otra que constituye el techo.

Las piezas construidas en hormigón ofrecen una resistencia característica de 300 kg/cm². Además, disponen de una armadura metálica, que permite la interconexión entre sí mediante latiguillos de cobre, y al colector de tierras, formando de esta manera una superficie equipotencial que envuelve completamente al centro. Las puertas y rejillas del centro están aisladas eléctricamente de dicha estructura, presentando una alta resistencia respecto de la tierra de la envolvente (del orden de 10 kΩ).

La cubierta del centro está formada por piezas de hormigón con inserciones en la parte superior para su manipulación. En la parte inferior de las paredes frontal y posterior, se sitúan los orificios semiperforados de paso para los cables de media y baja tensión, realizándose en obra la apertura de los que sean necesarios para cada aplicación. De igual forma, existen otros agujeros semiperforados para facilitar la salida de los cables de tierra al exterior.

Dentro del centro, el espacio destinado para el transformador está diseñado para alojar el volumen del líquido refrigerante de un eventual derrame. Dicho espacio dispone de dos perfiles en forma de “U”, que se pueden deslizar en función de la distancia entre las ruedas del transformador.

- Ventilación

Las rejillas de ventilación natural están formadas por lamas en forma de “V” invertida, diseñadas para formar un laberinto que evita la entrada de agua de lluvia en el centro de transformación y se complementa cada rejilla interiormente con una malla mosquitera.

- Alumbrado

El centro va provisto de un equipo de alumbrado que permite la suficiente visibilidad para ejecutar las maniobras y revisiones necesarias, así como un equipo autónomo de alumbrado de emergencia y señalización de la salida del centro.

- Accesos

En la pared frontal se sitúan las puertas de acceso de peatones, las puertas del transformador (ambas con apertura de 180°) y las rejillas de ventilación, todos fabricados en chapa de acero.

Las puertas de acceso disponen de un sistema de cierre con objeto de garantizar la seguridad de funcionamiento para evitar aperturas intempestivas de las mismas del centro de transformación. Para ello se utiliza una cerradura que anclan las puertas en dos puntos, uno en la parte superior y otro en la parte inferior.

- Acabados

El acabado de las superficies exteriores se efectúa con pintura acrílica de color blanco en las paredes y marrón en el perímetro de la cubierta o techo, puertas y rejillas de ventilación. Las piezas metálicas expuestas al exterior están tratadas contra la corrosión.

A continuación se muestra una imagen del centro de transformación



Figura 23. Edificio prefabricado PFU-5. Centro de Transformación

3.1.3. Aparata Eléctrica

En el interior del centro de transformación se alojarán las celdas prefabricadas donde se integra toda la aparata requerida para la maniobra y protección, tal y como se describe en el MT 3.53.01, y conforme al esquema unifilar de la figura 24.

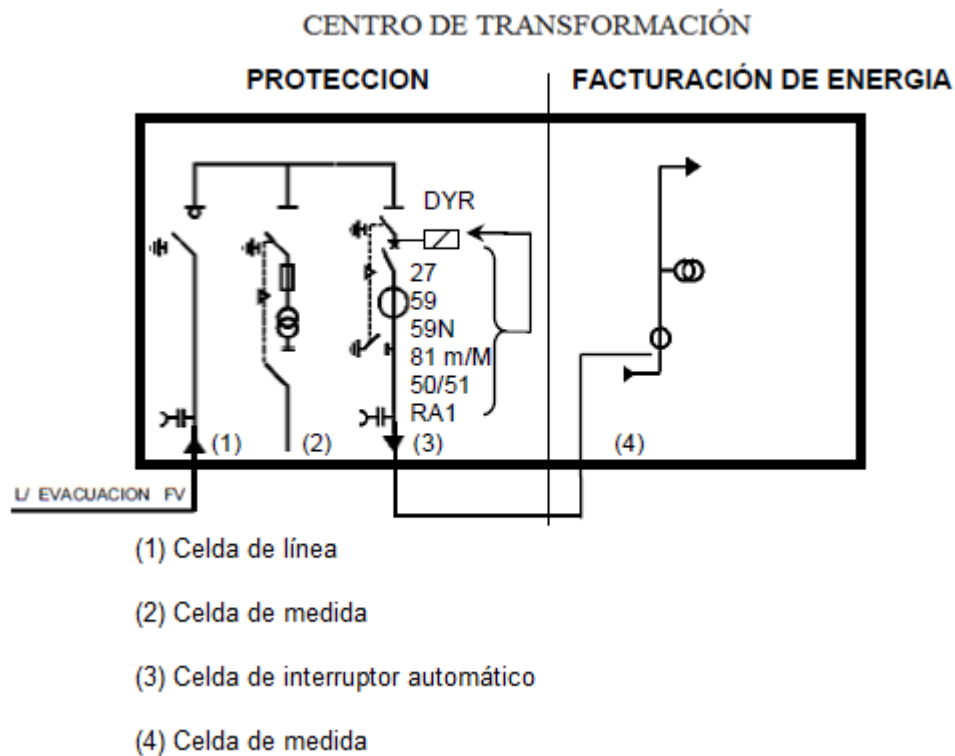


Figura 24. Esquema unifilar Centro de Transformación

Atendiendo al esquema de la figura 24, el centro estará dotado de un sistema de protecciones y un interruptor automático DYR (interruptor automático de corte general, situado en la instalación productora de energía) para permitir la desconexión en caso de una falta en la red o en la instalación fotovoltaica provocando la desconexión del mismo [9].

El interruptor automático estará dotado de un automatismo que permitirá su reposición de forma automática si su apertura se ha producido por actuación de las protecciones (27, 59, 59N, 81m/M) instaladas en el punto de interconexión con la red.

El automatismo permitirá el cierre si se cumplen las siguientes condiciones:

- Presencia de tensión de red, estable como mínimo durante 3 minutos
- No existe actuación de las protecciones de sobreintensidad 50/51

El automatismo bloqueará el cierre por actuación de las protecciones de sobreintensidad (50/51) asociadas al interruptor y sólo se podrá desbloquear en local, después de identificar el origen de la actuación de esta protección y la eliminación de la causa del disparo.

Si la apertura del interruptor se produce manualmente por personal de la instalación generadora, el automatismo quedará deshabilitado.

A continuación se describen brevemente los relés de protección mencionados:

- *Relé 27*: Relé trifásico de mínima tensión ajustado a $0,85 U_n$ con una temporización de 1,5 segundos.
- *Relé 59*: Relé de máxima tensión ajustado a $1,1 U_n$ y $1,15 U_n$ con una temporización de 1,5 y de 0,2 segundos respectivamente.
- *Relé 59N*: Relé de máxima tensión homopolar ajustado a 20 V con una temporización de 0,6 segundos.
- *Relé 81m/M*: Relé de máxima y mínima frecuencia ajustado a 50,5 Hz y 48 Hz con una temporización de 0,5 y de 3 segundos respectivamente.
- *Relé 50/51*: Relé de máxima intensidad de tiempo inverso con unidad instantánea y temporizada para detectar faltas en la instalación generadora y provocar el disparo del interruptor de interconexión.
- *Relé Anti-Isla (RAI)*: La función de esta protección es evitar el funcionamiento en isla, sobre parte del mercado de la compañía eléctrica en el caso de apertura del interruptor de cabecera.

3.1.3.1.Celdas de Media Tensión

Las celdas son un conjunto de aparataje eléctrica bajo envolvente metálica prefabricada, donde van emplazadas una o varias unidades funcionales. Las celdas utilizadas serán las CGMcosmos de Ormazabal, las cuales forman un sistema de equipos modulares de reducidas dimensiones para media tensión, con aislamiento y corte en gas (SF_6), cuyos embarrados se conectan utilizando unos elementos de unión denominados Ormalink, consiguiendo una conexión totalmente apantallada e insensible a las condiciones externas (polución, salinidad, inundación etc...).

Las partes de las que se componen las celdas son [\[20\]](#):

Base y frente

La base soporta todos los elementos que integran la celda. La rigidez mecánica de la chapa y su galvanizado garantizan la indeformabilidad y resistencia a la corrosión. La altura y diseño permite el paso de cables entre celdas sin necesidad de foso y facilita la conexión de los cables frontales de acometida.

La parte frontal incluye en su parte superior la placa de características eléctricas, la mirilla para el manómetro, el esquema eléctrico de la celda, los accesos a los accionamientos del mando y el sistema de alarma sonora de puesta a tierra. En la parte inferior se encuentra el dispositivo de señalización de presencia de tensión y el panel de acceso a los cables y fusibles. En su interior hay una pletina de cobre a lo largo de toda la celda, permitiendo la conexión de la misma al sistema de tierras y de las pantallas de los cables.

Cuba

La cuba está fabricada en acero inoxidable de 2 mm de espesor, contiene el interruptor, el embarrado y los portafusibles y el gas se encuentra en su interior. El sellado de la cuba permite el mantenimiento de los requisitos de operación segura durante más de 30 años, sin necesidad de reposición del gas.

La cuba cuenta con un dispositivo de evacuación de gases que en caso de arco interno, permite su salida hacia la parte trasera de la celda, evitando así con ayuda de la altura de las celdas su incidencia sobre las personas, cables o la aparataje del centro de transformación.

Interruptor-Seccionador-Seccionador de puesta a tierra

El interruptor de las celdas tiene tres posiciones (conectado, seccionado y puesto a tierra). La actuación del interruptor, se realiza mediante palanca de accionamiento sobre dos ejes distintos: uno para el interruptor (conmutación entre las posiciones de interruptor conectado e interruptor seccionado), y otro para el seccionador de puesta a tierra de los cables de acometida (que conmuta entre las posiciones de seccionado y puesto a tierra).

Mando

Los mandos de actuación son accesibles desde la parte frontal, pudiendo ser accionados de forma manual.

Conexión de cables

La conexión de cables se realiza desde la parte frontal mediante unos pasatapas.

Enclavamientos

La función de los enclavamientos es por un lado que no se pueda conectar el seccionador de puesta a tierra con el aparato principal cerrado, y que no se pueda cerrar el aparato principal si el seccionador de puesta a tierra está conectado. Por otro lado también permite que no se pueda quitar la tapa frontal si el seccionador de puesta a tierra está abierto, y al contrario, que no se pueda abrir el seccionador de puesta a tierra cuando la tapa frontal haya sido extraída.

• *CELDA INCORPORADAS EN EL INTERIOR DEL CT*

El centro de transformación dispone de cuatro celdas modulares, 1 celda de línea, 2 celdas de medida y una celda de protección con interruptor automático, como se describen a continuación:

Celda de línea

La celda de línea (CGMcosmos-L), está constituida por un módulo metálico con aislamiento y corte en gas, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un interruptor-seccionador rotativo con capacidad de corte y aislamiento, y posición de puesta a tierra de los cables de acometida mediante bornas enchufables. Se utiliza para la salida de los cables de media tensión hacia el centro de seccionamiento, y permite comunicar el embarrado general del conjunto de celdas.

➤ Características eléctricas:

| | |
|--|-------|
| ○ Tensión asignada: | 24 kV |
| ○ Intensidad asignada: | 400 A |
| ○ Intensidad de corta duración (1s), eficaz: | 16 kA |
| ○ Intensidad de corta duración (1s), cresta: | 40 kA |
| ○ Capacidad de cierre (cresta): | 40 kA |
| ○ Capacidad de corte. Corriente principalmente activa: | 400 A |

Nivel de aislamiento:

| | |
|--|--------|
| ○ A frecuencia industrial (1min) a tierra y entre fases: | 50 kV |
| ○ A impulso tipo rayo a tierra y entre fases (cresta): | 125 kV |

➤ Características físicas:

| | |
|----------|---------|
| ○ Alto: | 1740 mm |
| ○ Ancho: | 365 mm |
| ○ Fondo: | 735 mm |
| ○ Peso: | 95 kg |

Celda de medida

La celda de medida (CGMcosmos-M) es un módulo metálico, construido en chapa galvanizada, que permite la incorporación en su interior de los transformadores de tensión que se utilizan para dar los valores correspondientes a los aparatos de control y protecciones. Se instalará un juego de tres transformadores de tensión conectados del lado de línea, dedicados al sistema de protecciones según la norma NI 72.54.01.

➤ Características eléctricas:

| | |
|---------------------|-------|
| ○ Tensión asignada: | 24 kV |
|---------------------|-------|

* Transformadores de tensión:

| | |
|--|--|
| ○ Relación de transformación: | $16.500/\sqrt{3}-110/\sqrt{3}$ |
| ○ Sobretensión admisible en permanencia: | 1,2U _n en permanencia 1,9 U _n durante 8 horas |
| ○ Potencia: | 50 VA |
| ○ Clase de precisión: | 3P |

➤ Características físicas:

| | |
|----------|---------|
| ○ Alto: | 1740 mm |
| ○ Ancho: | 800 mm |
| ○ Fondo: | 1025 mm |
| ○ Peso: | 165 kg |

Celda de protección con interruptor automático

La celda de protección con interruptor automático (CGMcosmos-V), está constituida por un módulo metálico con aislamiento en gas, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un seccionador de tres posiciones, y en serie con él, un interruptor automático de corte en vacío. Dicha celda se utiliza para las maniobras de conexión, desconexión y mediante los relés de protección realiza la protección general de la instalación.

➤ Características eléctricas:

| | |
|--|-------|
| ○ Tensión asignada: | 24 kV |
| ○ Intensidad asignada: | 400 A |
| ○ Intensidad de corta duración (1s), eficaz: | 16 kA |
| ○ Intensidad de corta duración (1s), cresta: | 40 kA |
| ○ Capacidad de cierre (cresta): | 40 kA |
| ○ Capacidad de corte. Corriente principalmente activa: | 400 A |

Nivel de aislamiento:

- A frecuencia industrial (1min) a tierra y entre fases: 50 kV
- A impulso tipo rayo a tierra y entre fases (cresta): 125 kV

➤ Características físicas:

- Alto: 1740 mm
- Ancho: 480 mm
- Fondo: 845 mm
- Peso: 240 kg

Celda de medida

La celda de medida (CGMcosmos-M) es un módulo metálico, construido en chapa galvanizada, que permite la incorporación en su interior de los transformadores de tensión e intensidad que se utilizan para dar los valores correspondientes a los aparatos de medida, control y contadores de medida de energía. Está constituida por tres transformadores de tensión y tres transformadores de intensidad para la medida de facturación y para la medida propia de la instalación fotovoltaica.

➤ Características eléctricas:

- Tensión asignada: 24 kV
- Transformadores de medida: 3 TT y 3 TI

* Transformadores de tensión:

- Relación de transformación: $16.500/\sqrt{3}-110/\sqrt{3}$
- Sobretenión admisible en permanencia: $1,2U_n$ en permanencia
 $1,9 U_n$ durante 8 horas
- Potencia: 50 VA
- Clase de precisión: 0,5

* Transformadores de intensidad:

- Relación de transformación: 5-10/5 A
- Intensidad térmica: $200 I_n$
- Potencia: 15 VA
- Clase de precisión: 0,5

➤ Características físicas:

- Alto: 1740 mm
- Ancho: 800 mm
- Fondo: 1025 mm
- Peso: 165 kg

3.1.3.2. Cuadro de baja tensión

El cuadro de baja tensión, es un conjunto de aparataje de baja tensión, cuya función es recibir y proteger el circuito de baja tensión proveniente del inversor, y realizar la conexión con el transformador para realizar la distribución de la energía generada por la instalación fotovoltaica. Consta de una envolvente en la cual se integran los elementos de corte y protección como son dos interruptores automáticos con protección diferencial (bloque Vigí de 400A), así como un interruptor manual de corte en carga (corte en carga de 800 A) en cabecera de dicho cuadro.

3.1.3.3. Interconexiones de alta y baja tensión

Interconexiones de alta tensión: Puentes de A.T

La conexión eléctrica entre la celda de alta tensión y el transformador de potencia, se realizará con cable de unipolar de aluminio de 50 mm² de sección y de tipo HEPRZ1 [21].

Interconexiones de baja tensión: Puentes de B.T

La conexión eléctrica entre el transformador de potencia y el cuadro de baja tensión se realizará con cable unipolar de 240 mm² de sección, con conductor de aluminio tipo RV y de 0,6/1kV [21].

3.1.4. Señalizaciones y material de seguridad del CT

El centro de transformación contará con los elementos y dispositivos necesarios para la realización de las maniobras, destinados a la seguridad del personal, tales como guantes, banqueta aislante, etc, además contará con un armario así como un cartel con las instrucciones de primeros auxilios. También llevará carteles con la señal de riesgo eléctrico, carteles con esquemas e instrucciones de funcionamiento, y cartel con las 5 reglas de oro.

3.1.5. Protección contra incendios en el interior del CT

De acuerdo a la instrucción MIE-RAT 14, para la protección contra incendios el sistema de extinción se realizará mediante extintores móviles con una eficacia de 89B.

3.1.6. Puesta a tierra del CT

El centro de transformación, estará provisto de una instalación de puesta a tierra, con objeto de limitar las tensiones de defecto a tierra que pueda producirse en el propio centro.

Hay que distinguir entre la línea de tierra de la puesta a tierra de protección y la línea de tierra de puesta a tierra de servicio.

Tierra de protección

La puesta a tierra de protección es la conexión directa a tierra de las partes conductoras de los elementos de la instalación no sometidos normalmente a tensión. A esta tierra de protección se deberán conectar todas las partes metálicas que no estén en tensión normalmente pero que puedan estarlo a consecuencia de averías, accidentes, descargas atmosféricas o sobretensiones, como por ejemplo: las envolventes de las celdas y armarios metálicos, rejillas de protección, la carcasa del transformador, la pantalla del cable etc., así como la armadura del edificio [\[22\]](#).

La tierra de protección estará constituida por 4 picas en rectángulo de medidas 7x3,5m, unidas por un conductor horizontal de cobre desnudo de 50 mm² de sección. Las picas tendrán un diámetro de 14 mm y una longitud de 2 m, enterradas verticalmente a una profundidad de 0,5 m.

Tierra de servicio

La tierra de servicio es la conexión que tiene por objeto unir a tierra temporalmente parte de las instalaciones que estén normalmente bajo tensión o permanentemente ciertos puntos de los circuitos eléctricos de servicio. A la tierra de servicio se deberán conectar los circuitos de baja tensión de los transformadores de medida, limitadores, descargadores, para eliminación de sobretensiones o descargas atmosféricas, así como los elementos de derivación a tierra de los seccionadores de puesta a tierra [\[22\]](#).

La tierra de servicio estará constituida por 2 picas en hilera unidas por un conductor horizontal de cobre aislado de 50 mm² de sección. Las picas tendrán un diámetro de 14 mm y una longitud de 2 m, enterradas verticalmente a una profundidad de 0.5 m y con una separación entre cada pica y la siguiente de 3 m.

3.1.7.Cálculos eléctricos del centro de transformación

A continuación se realizan los cálculos justificativos del centro de transformación [17], [23].

3.1.7.1.Intensidad de media tensión

La intensidad en el lado de media tensión en un transformador trifásico viene dada por la expresión:

$$I_{MT} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V_{MT}} \quad (27)$$

Donde:

I_{MT} Intensidad en el lado de media tensión (A)

P Potencia del transformador (kVA)

V_{MT} Tensión en el lado de media tensión (kV)

Teniendo en cuenta que la tensión en el lado de media tensión del transformador es de 15 kV y la potencia del transformador de 250 kVA, sustituyendo se tiene:

$$I_{MT} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V_{MT}} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 15} = 9,62 \text{ A}$$

3.1.7.2.Intensidad de baja tensión

La intensidad en el lado de baja tensión en un transformador trifásico viene dada por la expresión:

$$I_{BT} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V_{BT}} \quad (28)$$

Donde:

I_{BT} Intensidad en el lado de baja tensión (A)

P Potencia del transformador (kVA)

V_{BT} Tensión en el lado de baja tensión (V)

Teniendo en cuenta que la tensión en el lado de baja tensión del transformador es de 220 V y la potencia del transformador de 250 kVA, sustituyendo se tiene:

$$I_{BT} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V_{BT}} = \frac{250 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 656,07 \text{ A}$$

3.1.7.3. Intensidad de cortocircuito en el lado de media tensión

Para el cálculo de las intensidades que origina un cortocircuito, se tendrá en cuenta la potencia de cortocircuito de la red de media tensión, valor especificado por la compañía eléctrica, que es de 350 MVA.

La intensidad de cortocircuito en el lado de media tensión se determina mediante la siguiente expresión:

$$I_{ccMT} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot V_{MT}} \quad (29)$$

Donde:

| | |
|------------|---|
| I_{ccMT} | Intensidad de cortocircuito (kA) |
| S_{cc} | Potencia de cortocircuito de la red (MVA) |
| V_{MT} | Tensión en el lado de media tensión (kV) |

Teniendo en cuenta que la tensión en el lado de media tensión es de 15 kV y la potencia de cortocircuito de la red es de 350 MVA, sustituyendo se tiene:

$$I_{ccMT} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot V_{MT}} = \frac{350}{\sqrt{3} \cdot 15} = 13,47 \text{ kA}$$

3.1.7.4. Intensidad de cortocircuito en el lado de baja tensión

Para los cortocircuitos secundarios, se va a considerar que la potencia de cortocircuito disponible es la teórica del transformador de BT-MT, siendo por ello más conservadores que en las consideraciones reales.

La intensidad de cortocircuito en el lado de baja tensión de un transformador trifásico se determina mediante la siguiente expresión:

$$I_{ccBT} = \frac{100 \cdot P}{\sqrt{3} \cdot E_{cc} \cdot V_{BT}} \quad (30)$$

Donde:

| | |
|------------|---|
| I_{ccBT} | Intensidad de cortocircuito (kA) |
| P | Potencia del transformador (kVA) |
| E_{cc} | Tensión porcentual de cortocircuito del transformador (%) |
| V_{BT} | Tensión en el lado de baja tensión (V) |

Teniendo en cuenta que la potencia del transformador es de 250 kVA, la tensión porcentual de cortocircuito es del 4% y que la tensión en el lado de baja tensión es de 220 V, sustituyendo se tiene:

$$I_{ccBT} = \frac{100 \cdot P}{\sqrt{3} \cdot E_{cc} \cdot V_{BT}} = \frac{100 \cdot 250}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 220} = 16,4 \text{ kA}$$

3.1.7.5. Dimensionado del embarrado

Las celdas utilizadas han sido sometidas a ensayos para certificar los valores indicados en las placas de características, por lo que no sería necesario realizar cálculos teóricos ni hipótesis de comportamiento de celdas.

- ***Comprobación por densidad de corriente***

La comprobación por densidad de corriente tiene como objeto verificar que no se supera la máxima densidad de corriente admisible por el elemento conductor cuando por el circule una corriente igual a la corriente nominal máxima. Las celdas están ensayadas para intensidad del bucle de 400 A.

- ***Comprobación por sollicitación electrodinámica***

La comprobación por sollicitación electrodinámica tiene como objeto verificar que los elementos conductores de las celdas son capaces de soportar el esfuerzo mecánico derivado de un defecto de cortocircuito entre fase.

La intensidad dinámica de cortocircuito se considera aproximadamente en 2,5 veces la intensidad eficaz de cortocircuito calculada según la ecuación (29), por lo que:

$$I_{cc(dinámica)} = 2,5 \cdot 13,47 = 33,67 \text{ kA}$$

El valor obtenido es menor que el valor de cresta de la intensidad de corta duración. Dado que se utilizan celdas bajo envoltorio metálica fabricadas por Ormazabal conforme a la normativa vigente, el ensayo realizado garantiza una resistencia electrodinámica de 40 kA.

- ***Comprobación por sollicitación térmica***

La comprobación térmica tiene por objeto verificar que no se producirá un calentamiento excesivo de la armadura por defecto de un cortocircuito. Esta comprobación se puede realizar mediante cálculos teóricos, pero preferentemente se debe realizar un ensayo según la normativa en vigor.

En este caso, el valor de intensidad que garantiza que no se provocará un exceso de calentamiento en caso de cortocircuito es la intensidad eficaz de cortocircuito calculada según la ecuación (29), cuyo valor es:

$$I_{cc(térmica)} = 13,47 \text{ kA}$$

Este valor de intensidad es menor que el valor de la intensidad eficaz de corta duración (16 kA), indicado en las características de las celdas, en las cuales, a través del ensayo realizado en fábrica se garantiza una resistencia térmica de 16 kA.

3.1.7.6. Protecciones de media y baja tensión

El transformador está protegido tanto en media como en baja tensión. En media tensión la protección la efectúa la celda asociada a ese transformador, mientras que en baja tensión, la protección se incorpora en el cuadro de las líneas de salida.

La protección del transformador en el lado de media tensión, se realiza por medio de una celda de interruptor automático, que proporciona todas las protecciones al transformador, bien sea por sobrecargas, faltas a tierra o cortocircuitos, gracias a la presencia de los relés de protección mencionados en el punto 3.1.3. El interruptor automático posee capacidad de corte tanto para las corrientes nominales, como para los cortocircuitos antes calculados.

En el circuito de baja tensión del transformador se instalará un interruptor de corte en carga de 800 A en cabecera del cuadro de baja tensión. Las salidas de baja tensión cuentan con interruptor automático con protección diferencial, con una intensidad nominal mayor al valor de la intensidad nominal de cada salida y un poder de corte como mínimo igual a la corriente de cortocircuito correspondiente, según lo calculado en el punto 3.1.7.4.

3.1.7.7. Dimensionado de la ventilación del centro de transformación

Las rejillas de ventilación del edificio prefabricado están diseñadas y dispuestas sobre las paredes de manera que la circulación del aire ventile eficazmente la sala del transformador. El edificio prefabricado empleado ha sido homologado según los protocolos 97624-1-Y, para ventilación de transformador de potencia hasta 1000 kVA obtenidos en laboratorio Labein (Vizcaya-España), por lo que no es necesario el cálculo de la ventilación del centro de transformación.

3.1.7.8. Dimensionado del pozo apagafuegos

El pozo de recogida de aceite será capaz de alojar la totalidad del volumen que contiene el transformador. Al tratarse de un edificio prefabricado el foso es dimensionado por el fabricante, disponiéndose de un foso de recogida de aceite de 600 l de capacidad cubierto de grava para la absorción del fluido y para prevenir el vertido del mismo hacia el exterior y minimizar el daño en caso de fuego.

3.1.7.9. Cálculo de las instalaciones de puesta a tierra

Para los cálculos a realizar emplearemos las expresiones y procedimientos según el método UNESA [\[24\]](#), conforme a las características del centro de transformación proyectado.

Según el reglamento sobre centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación, para instalaciones de tercera categoría y de intensidad de cortocircuito a tierra inferior o igual a 16 kA, no será imprescindible realizar la investigación previa de la resistividad del terreno, bastando el examen visual de éste, pudiéndose estimar su resistividad. Según apartados anteriores se estima una resistividad de 150 $\Omega \cdot m$.

El neutro de la red de distribución en Media Tensión está conectado a tierra a través de impedancia. Por ello, la intensidad máxima de defecto dependerá de la resistencia de puesta a tierra del centro según la siguiente ecuación:

$$I_d = \frac{V_l}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_n + R_t)^2 + X_n^2}} \quad (31)$$

Donde:

| | |
|-------|--|
| I_d | Intensidad máxima de defecto a tierra en el centro (A) |
| V_l | Tensión de línea (V) |
| R_n | Resistencia de puesta a tierra del neutro de la red (Ω) |
| R_t | Resistencia de la puesta a tierra del centro (Ω) |
| X_n | Reactancia de puesta a tierra del neutro de la red (Ω) |

La intensidad máxima de defecto se producirá en el caso hipotético de que la resistencia de puesta a tierra del centro de transformación sea nula. Teniendo en cuenta que los valores de resistencia y reactancia de puesta a tierra del neutro son:

$$R_n = 0 \, \Omega \quad ; \quad X_n = 25 \, \Omega$$

La intensidad máxima de defecto sustituyendo valores en la ecuación (31) será:

$$I_d = \frac{15000}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{25^2}} = 346,41 \, A$$

Se obtiene una $I_d = 346,41 \, A$, valor que la compañía redondea a 400 A.

- *TIERRA DE PROTECCIÓN*

El cálculo de la puesta a tierra de protección se realizará teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

Características de la red de alimentación:

- Tensión de línea: $U_l = 15 \text{ kV}$

Puesta a tierra del neutro

- Resistencia del neutro: $R_n = 0 \Omega$
- Reactancia del neutro: $X_n = 25 \Omega$
- Limitación de intensidad a tierra: $I_{dm} = 400 \text{ A}$

Nivel de aislamiento de las instalaciones de baja tensión:

- $V_{bt} = 10 \text{ kV}$

Características del terreno:

- Resistividad del terreno: $\rho_0 = 150 \Omega \cdot \text{m}$
- Resistividad del hormigón: $\rho'_0 = 3000 \Omega \cdot \text{m}$

- Resistencia máxima de puesta a tierra

La resistencia máxima de puesta a tierra se calcula según la ecuación (32):

$$I_d \cdot R_{tm} \leq V_{bt} \quad (32)$$

Donde:

I_d Intensidad máxima de defecto a tierra en el centro (A)

R_{tm} Resistencia máxima de puesta a tierra (Ω)

V_{bt} Tensión de aislamiento de baja tensión (V)

Tomando como intensidad máxima de defecto a tierra $I_d = 400 \text{ A}$ y nivel de aislamiento $V_{bt} = 10 \text{ kV}$, sustituyendo en la ecuación (32) queda:

$$R_{tm} \leq \frac{10.000}{400} = 25 \Omega$$

A continuación, conforme a la ecuación (33), se selecciona la configuración del electrodo de tierra que cumpla las condiciones del sistema, según los electrodos tipo incluidos en el anexo 2 del documento de UNESA antes mencionado.

$$K_r \leq \frac{R_{tm}}{\rho_0} \quad (33)$$

Donde:

| | |
|----------|--|
| K_r | Parámetro de resistencia de puesta a tierra ($\Omega/\Omega\cdot m$) |
| R_{tm} | Resistencia máxima de puesta a tierra (Ω) |
| ρ_0 | Resistividad del terreno ($\Omega\cdot m$) |

Sustituyendo se obtiene:

$$K_r \leq 0,1666$$

La configuración de puesta a tierra seleccionada para la tierra de protección tiene las siguientes características:

- Configuración seleccionada: 70/35/5/42
- Geometría del sistema: Anillo rectangular
- Distancia de la red: 7,0 x 3,5 m
- Profundidad del electrodo horizontal: 0,5 m
- Número de picas: 4
- Longitud de las picas: 2 m

Parámetros característicos del electrodo:

- Parámetro de la resistencia: $K_r = 0,078 \Omega/\Omega\cdot m$
- Parámetro de la tensión de paso: $K_p = 0,0171 V/\Omega\cdot m\cdot A$
- Parámetro de la tensión de contacto: $K_c = 0,0376 V/\Omega\cdot m\cdot A$

Definida la configuración del electrodo de tierra para el centro de transformación, se calcula el valor de la resistencia de puesta a tierra del centro a través del parámetro K_r y la resistividad del terreno ρ_0 , de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$R'_t = K_r \cdot \rho_0 \quad (34)$$

Sustituyendo valores se obtiene:

$$R'_t = 0,078 \cdot 150 = 11,7 \Omega$$

Por otro lado, con el valor de la resistencia calculada, la intensidad de defecto según la ecuación (31) será:

$$I'_d = \frac{15000}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(11,7^2 + 25^2)}} = 313,75 A$$

Como se aprecia, la intensidad de defecto a tierra resulta inferior al valor máximo permitido.

○ Tensión de paso máxima

La tensión de paso máxima que existirá en el exterior del edificio será:

$$V_{pm\acute{a}x} = K_p \cdot \rho_0 \cdot I'_d \quad (35)$$

Sustituyendo:

$$V_{pm\acute{a}x} = 0,0171 \cdot 150 \cdot 313,75 = 804,76 \text{ V}$$

○ Tensión de paso admisible

La tensión de paso admisible según la ecuación (36), será:

$$V_{padm} = \frac{10 \cdot K}{t^n} \left[1 + \frac{6 \cdot \rho_0}{1000} \right] \quad (36)$$

Donde:

| | |
|------------|--|
| K | Coeficiente en función de t |
| t | Tiempo de eliminación del defecto (s) |
| n | Coeficiente en función de t |
| ρ_0 | Resistividad de terreno ($\Omega \cdot m$) |
| V_{padm} | Tensión de paso admisible (V) |

Según los datos de la compañía suministradora, el tiempo máximo de eliminación del defecto para intensidades de puesta a tierra mayores de 100 A, se establece en 0,2 segundos, por lo que los valores de K y n, son respectivamente:

$$K = 72 \text{ y } n = 1$$

Sustituyendo en la ecuación (36):

$$V_{padm} = \frac{10 \cdot 72}{0,2^1} \left[1 + \frac{6 \cdot 150}{1000} \right] = 6840 \text{ V}$$

○ Tensión de paso admisible en el acceso al centro de transformación

La tensión de paso admisible en el acceso al centro de transformación, según la ecuación (37), será:

$$V_{pacc} = \frac{10 \cdot K}{t^n} \left[1 + \frac{3 \cdot \rho_0 + 3 \cdot \rho'_0}{1000} \right] \quad (37)$$

Donde:

| | |
|------------|--|
| K | Coefficiente en función de t |
| t | Tiempo de eliminación del defecto (s) |
| n | Coefficiente en función de t |
| ρ_0 | Resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$) |
| ρ'_0 | Resistividad del hormigón ($\Omega \cdot m$) |
| V_{pacc} | Tensión de paso admisible en el acceso al CT (V) |

Sustituyendo en la ecuación (37):

$$V_{pacc} = \frac{10 \cdot 72}{0,2^1} \left[1 + \frac{3 \cdot 150 + 3 \cdot 3000}{1000} \right] = 37.620 \text{ V}$$

○ Tensión de contacto máxima

La tensión de contacto máxima, según la ecuación (38), será:

$$V_{cm\acute{a}x} = K_c \cdot \rho_0 \cdot I'_d \quad (38)$$

Sustituyendo:

$$V_{cm\acute{a}x} = 0,0376 \cdot 150 \cdot 313,75 = 1.769,55 \text{ V}$$

○ Tensión de contacto admisible

La tensión de contacto admisible, según la ecuación (39), será:

$$V_{cadm} = \frac{K}{t^n} \left[1 + \frac{1,5 \cdot \rho_0}{1000} \right] \quad (39)$$

Sustituyendo:

$$V_{cadm} = \frac{72}{0,2^1} \left[1 + \frac{1,5 \cdot 150}{1000} \right] = 441 \text{ V}$$

○ Tensión de defecto

La tensión de defecto vendrá dada por la ecuación (40):

$$V_d = R'_t \cdot I'_d \quad (40)$$

Sustituyendo:

$$V_d = 11,7 \cdot 313,75 = 3.670,87 \text{ V}$$

A continuación, se comprueba que los valores de las tensiones de paso y contacto calculadas sean inferiores a los valores admisibles:

- $V_{pm\acute{a}x} = 804,76 \text{ V} < V_{padm} = 6.840 \text{ V} \rightarrow \text{Cumple.}$
- $V_{pacc} = 37.620 \text{ V} > V_{cm\acute{a}x} = 1.769,95 \rightarrow \text{Cumple.}$
- $\checkmark V_{cm\acute{a}x} = 1.769,55 \text{ V} < V_{cadm} = 441 \text{ V?} \rightarrow \text{No cumple.}$

Al no cumplirse la condición de que la tensión de contacto máxima sea menor que la tensión de contacto admisible, con el fin de evitar la aparición de tensiones de contacto elevadas se adoptan las siguientes medidas de seguridad adicionales:

- Las puertas y rejillas metálicas que den al exterior del edificio, no tendrán contacto eléctrico con masas conductoras que puedan quedar bajo tensión por defectos o averías
- El piso del centro de transformación estará constituido por un mallazo cubierto de una capa de hormigón de 10 cm, conectado a la puesta a tierra del mismo
- $V_d = 3.670,87 \text{ V} < V_{bt} = 10.000 \text{ V} \rightarrow \text{Cumple.}$

○ Separación entre tomas de tierra

Para garantizar que el sistema de tierras de protección no transfiera tensiones al sistema de tierra de servicio, debe establecerse una separación entre los electrodos más próximos de ambos sistemas, siempre que la tensión de defecto supere los 1000 V.

En este caso, es imprescindible mantener esta separación, al ser la tensión de defecto superior a los 1000 V indicados.

La distancia mínima de separación entre los sistemas de tierras, viene determinada por la ecuación (41):

$$D = \frac{\rho_0 \cdot I'_d}{2000 \cdot \pi} \quad (41)$$

Donde:

| | |
|----------|------------------------------------|
| D | Distancia mínima de separación (m) |
| ρ_0 | del terreno ($\Omega \cdot m$) |
| I'_d | Intensidad de defecto (A) |

Sustituyendo:

$$D = \frac{150 \cdot 313,75}{2000 \cdot \pi} = 7,5 \text{ m}$$

- *TIERRA DE SERVICIO*

El criterio de selección de la tierra de servicio es no ocasionar en el electrodo una tensión superior a 24 V cuando existe un defecto a tierra en una instalación de baja tensión protegida contra contactos indirectos por un diferencial de 650 mA. Para ello la resistencia de puesta a tierra de servicio debe ser inferior a 37 Ω .

Se elige el sistema de tierras de servicio conforme al parámetro K_r según la ecuación (42) que satisface el valor mínimo de la puesta a tierra antes mencionado:

$$R_{tserv} = K_r \cdot \rho_0 < 37 \Omega \rightarrow K_r < \frac{37}{\rho_0} \quad (42)$$

Sustituyendo en la ecuación (42), se observa que el sistema de tierras seleccionado deberá tener un parámetro $K_r < 0,2466$.

Las características del sistema de tierras de servicio seleccionado son las siguientes:

- Configuración seleccionada: 5/22
- Geometría del sistema: Picas alineadas
- Número de picas: 2
- Longitud de las picas: 2 m
- Profundidad de las picas: 0,5 m
- Separación entre picas: 3 m

Parámetros característicos del electrodo:

- Parámetro de la resistencia: $K_r = 0,201 \Omega / \Omega \cdot m$

Con el sistema elegido se obtiene una resistencia de tierra de servicio de:

$$R_{tserv} = 0,201 \cdot 150 = 30,15 \Omega < 37 \Omega$$

- *CORRECCIÓN Y AJUSTE DEL DISEÑO INICIAL*

Según el proceso de justificación del electrodo de puesta a tierra seleccionado, no se considera necesaria la corrección del sistema proyectado. No obstante, se puede ejecutar cualquier configuración con características de protección mejores que las calculadas.

3.2.Centro de Seccionamiento

La necesidad de instalación de un centro de seccionamiento independiente y accesible desde la vía pública (en adelante CS), viene asignada como se menciona en el punto 3, al cumplimiento del MT 3.53.01.

Cuando la alimentación a un centro de transformación se realice a través de red subterránea en anillo de Iberdrola, se instalará un conjunto de celdas (centro de seccionamiento), en un local del cliente. Siempre que sea posible se adoptará la solución de instalar las celdas de maniobra en un centro de seccionamiento independiente separadas físicamente del resto de las instalaciones del cliente y con acceso independiente [\[25\]](#).

Este centro de seccionamiento estará formado por un conjunto de cuatro celdas prefabricadas bajo envoltente metálica: dos posiciones para la entrada y salida de las ramas del anillo de alimentación a la red general, una función de línea para la evacuación de la instalación fotovoltaica así como para el seccionamiento de ésta de la red de distribución y una función de protección para la protección del transformador de servicios auxiliares.

Definida la ubicación y los elementos básicos constituyentes del centro de seccionamiento, se puede decir que su función es la de unir la red eléctrica de la compañía, con la instalación generadora, permitiendo dotar a la instalación de una protección capaz de separarla de la red en caso de incidencia.

El centro de seccionamiento proyectado será un edificio prefabricado, tipo PFU-5 de la marca Ormazabal, de las mismas características que el edificio del centro de transformación. En su interior se incorpora toda la aparamenta necesaria descrita en el punto 3.2.2 conforme a la normativa mencionada. (Ver plano 7 contenido en los Anexos)

3.2.1.Características constructivas

Las características constructivas del centro de seccionamiento son las mismas que las descritas en el punto 3.1.2 para el centro de transformación.

3.2.2.Aparamenta Eléctrica

En el interior del centro de seccionamiento se alojarán las celdas prefabricadas y la aparamenta requerida para la maniobra, conforme al esquema unifilar de la figura 25.

CENTRO DE SECCIONAMIENTO

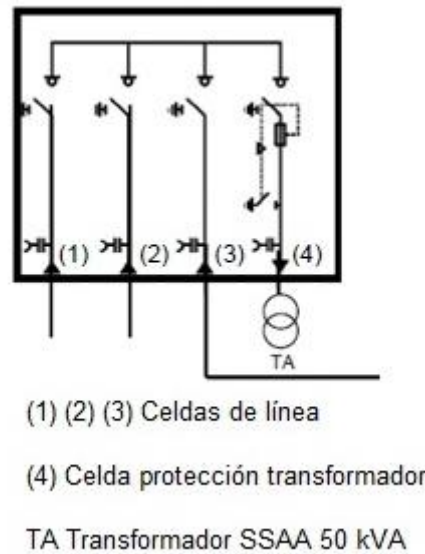


Figura 25. Esquema unifilar Centro de Seccionamiento

3.2.2.1.Celdas de Media Tensión

Las celdas serán prefabricadas bajo envoltorio metálica, con aislamiento y corte en gas (SF_6), cuyos embarrados se conectan utilizando unos elementos de unión denominados Ormalink, consiguiendo una conexión totalmente apantallada e insensible a las condiciones externas (polución, salinidad, inundación etc...).

Las partes constituyentes de las celdas, son las mismas que las descritas para el centro de transformación en el punto 3.1.3.1.

Las celdas de línea serán celdas con telemando, cuya función es actuar sobre el dispositivo de conexión de la instalación con la red de la compañía para permitir la conexión ó desconexión remota de la planta en los casos en que los requisitos de seguridad lo recomienden. Con objeto de dar fiabilidad al sistema, los operadores de la red necesitan información si la instalación fotovoltaica se encuentra produciendo, por lo que se dispondrá un sistema de telemedida cuya misión será el envío de determinadas medidas de la instalación como potencia, tensión de la instalación fotovoltaica, entre otros. [9].

A continuación se describe cada una de las celdas, las cuales serán según NI 50.42.03:

Celdas de línea (entrada/salida)

La celda de línea (CGMcosmos-L), está constituida por un módulo metálico con aislamiento y corte en gas, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un interruptor-seccionador rotativo con capacidad de corte y aislamiento, y posición de puesta a tierra de los cables de acometida mediante bornas enchufables. Se utilizan para la conexión y desconexión de los circuitos (entrada/salida) de la red de distribución, así como para la conexión y desconexión de la línea de evacuación de la instalación fotovoltaica proveniente del centro de transformación.

➤ Características eléctricas:

- Tensión asignada: 24 kV
 - Intensidad asignada: 630 A
 - Intensidad de corta duración (1s), eficaz: 16 kA
 - Intensidad de corta duración (1s), cresta: 40 kA
- Nivel de aislamiento:
- A frecuencia industrial (1min) a tierra y entre fases: 50 kV
 - A impulso tipo rayo a tierra y entre fases (cresta): 125 kV

➤ Características físicas:

- Alto: 1740 mm
- Ancho: 365 mm
- Fondo: 735 mm
- Peso: 95 kg

Celda de protección

La celda de protección (CGMcosmos-P) de protección con fusibles, está constituida por un módulo metálico con aislamiento y corte en gas, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un interruptor-seccionador rotativo con capacidad de corte y aislamiento, y posición de puesta a tierra de los cables de acometida mediante bornas enchufables, y en serie con él, un conjunto de fusibles combinados a ese interruptor, de tal forma que la actuación de cualquier fusible, provocará la apertura del interruptor-seccionador. Se utiliza para la conexión y desconexión del transformador necesario para los servicios auxiliares del telemando, así como para su protección, realizándose esta última mediante fusible limitador de 6,3 A.

➤ Características eléctricas:

- Tensión asignada: 24 kV
- Intensidad asignada en el embarrado: 630 A
- Intensidad asignada en la derivación: 200 A
- Intensidad fusibles: 3x6,3 A
- Intensidad de corta duración (1s), eficaz: 16 kA
- Intensidad de corta duración (1s), cresta: 40 kA

Nivel de aislamiento:

- A frecuencia industrial (1min) a tierra y entre fases: 50 kV
- A impulso tipo rayo a tierra y entre fases (cresta): 125 kV

➤ Características físicas:

| | |
|----------|---------|
| ○ Alto: | 1740 mm |
| ○ Ancho: | 470 mm |
| ○ Fondo: | 735 mm |
| ○ Peso: | 150 kg |

3.2.2.3. Cuadro de baja tensión

El cuadro de baja tensión, es un conjunto de aparataje de baja tensión, cuya función es recibir y proteger el circuito de baja tensión procedente del transformador, y distribuirlo en un número determinado de circuitos individuales. El cuadro contará con 5 salidas con bases tripolares verticales para cortacircuitos fusibles de 400 A y una unidad funcional de control para los servicios auxiliares según la NI 50.44.02 [26].

3.2.2.4. Interconexiones de alta y baja tensión

Interconexiones de alta tensión: Puentes de A.T

La conexión eléctrica entre la celda de alta tensión y el transformador de potencia, se realizará con cable de unipolar de aluminio de 50 mm² de sección y de tipo HEPRZ1 [21].

Interconexiones de baja tensión: Puentes de B.T

La conexión eléctrica entre el transformador de potencia y el cuadro de baja tensión se realizará con cable unipolar de 240 mm² de sección, con conductor de aluminio tipo RV y de 0,6/1kV [21].

3.2.3. Transformador de SSAA

Se dispondrá de un transformador de 50 kVA en el interior del centro de seccionamiento para alimentar los equipos de servicios auxiliares que alimentarán a los equipos de telemando, como se indica en el MT 3.53.01. El transformador será una máquina trifásica reductora de tensión, siendo la tensión entre fases a la entrada de 15 kV y la tensión a la salida de 400 V, de refrigeración natural y en baño de aceite mineral.

➤ Características:

| | |
|--------------------------------|----------------------|
| ○ Potencia nominal: | 50 kVA |
| ○ Tensión nominal primaria: | 15/20 kV |
| ○ Tensión nominal secundaria: | 400 V |
| ○ Regulación: | +2,5%,+5%,+7,5%,+10% |
| ○ Impedancia de cortocircuito: | 4% |
| ○ Grupo de conexión: | Yzn11 |
| ○ Refrigeración: | Aceite |

El transformador irá provisto de nivel de aceite, grifo de vaciado, ganchos de suspensión y tracción, válvula de toma de muestras, ruedas de transporte en bastidor rígido orientable en dos direcciones a 90°, tornillo de puesta a tierra y placa de características.

Contará además con un termómetro, el cual verifica que la temperatura del dieléctrico del transformador no supera los valores máximos admisibles.

En el lado primario llevará un conmutador accionable desde el exterior, para que estando el transformador sin tensión, se pueda adaptar la relación de transformación a las condiciones de la red.

3.2.4. Señalizaciones y material de seguridad del CS

El centro de seccionamiento contará con los elementos y dispositivos necesarios para la realización de las maniobras, destinados a la seguridad del personal, tales como guantes, banqueta aislante, etc, además contará con un armario de primeros auxilios, así como un cartel con las instrucciones de primeros auxilios. También llevará carteles con la señal de riesgo eléctrico, carteles con esquemas e instrucciones de funcionamiento, y cartel con las 5 reglas de oro.

3.2.5. Protección contra incendios en el interior del CS

De acuerdo a la instrucción MIE-RAT 14, para la protección contra incendios el sistema de extinción se realizará mediante extintores móviles con una eficacia de 89B.

3.2.6. Puesta a tierra del CS

El centro de seccionamiento, estará provisto de una instalación de puesta a tierra, con objeto de limitar las tensiones de defecto a tierra que pueda producirse en el propio centro.

Hay que distinguir entre la línea de tierra de la puesta a tierra de protección y la línea de tierra de puesta a tierra de servicio.

Tierra de protección

La puesta a tierra de protección es la conexión directa a tierra de las partes conductoras de los elementos de la instalación no sometidos normalmente a tensión. A esta tierra de protección se deberán conectar todas las partes metálicas que no estén en tensión normalmente pero que puedan estarlo a consecuencia de averías, accidentes, descargas atmosféricas o sobretensiones, como por ejemplo: las envolventes de las celdas y armarios metálicos, rejillas de protección, la carcasa del transformador, la pantalla del cable etc., así como la armadura del edificio [\[22\]](#).

La tierra de protección estará constituida por 4 picas en rectángulo de medidas 7x3,5m, unidas por un conductor horizontal de cobre desnudo de 50 mm² de sección. Las picas tendrán un diámetro de 14 mm y una longitud de 2 m, enterradas verticalmente a una profundidad de 0,5 m.

Tierra de servicio

La tierra de servicio es la conexión que tiene por objeto unir a tierra temporalmente parte de las instalaciones que estén normalmente bajo tensión o permanentemente ciertos puntos de los circuitos eléctricos de servicio. A la tierra de servicio se deberán conectar los circuitos de baja tensión de los transformadores de medida, limitadores, descargadores, para eliminación de sobretensiones o descargas atmosféricas, así como los elementos de derivación a tierra de los seccionadores de puesta a tierra [\[22\]](#).

La tierra de servicio estará constituida por 2 picas en hilera unidas por un conductor horizontal de cobre aislado de 50 mm² de sección. Las picas tendrán un diámetro de 14 mm y una longitud de 2 m, enterradas verticalmente a una profundidad de 0.5 m y con una separación entre cada pica y la siguiente de 3 m.

3.2.7.Cálculos eléctricos del centro de seccionamiento

A continuación se realizan los cálculos justificativos del centro de seccionamiento [\[17\]](#) [\[23\]](#).

3.2.7.1.Intensidad de media tensión

La intensidad nominal del centro será la máxima que pueda circular por la aparatura, en este caso será:

$$I_n = 630 \text{ A}$$

3.2.7.2.Intensidad de media y baja tensión del transformador

La intensidad en el lado de media tensión del transformador de 50 kVA, según la ecuación (27) será:

$$I_{MT} = 1,92 \text{ A}$$

La intensidad en el lado de baja tensión del transformador de 50 kVA teniendo en cuenta que la tensión en el lado de baja es de 400 V y de acuerdo a la ecuación (28) será:

$$I_{BT} = 72,2 \text{ A}$$

3.2.7.3.Intensidad de cortocircuito en el lado de media tensión

Para el cálculo de las intensidades que origina un cortocircuito, se tendrá en cuenta la potencia de cortocircuito de la red de media tensión, valor especificado por la compañía eléctrica, que es de 350 MVA.

La intensidad de cortocircuito en el lado de media tensión según la ecuación (29) será:

$$I_{ccMT} = 13,47 \text{ kA}$$

3.2.7.4. Intensidad de cortocircuito en el lado de baja tensión

Para los cortocircuitos secundarios, se va a considerar que la potencia de cortocircuito disponible es la teórica del transformador de MT-BT, siendo por ello más conservadores que en las consideraciones reales.

La intensidad de cortocircuito en el lado de baja tensión para el transformador de 50 kVA y tensión en el lado de baja de 400 V, según la ecuación (30) será:

$$I_{ccBT} = 1,80 \text{ kA}$$

3.2.7.5. Dimensionado del embarrado

Las celdas utilizadas han sido sometidas a ensayos para certificar los valores indicados en las placas de características, por lo que no sería necesario realizar cálculos teóricos ni hipótesis de comportamiento de celdas.

- ***Comprobación por densidad de corriente***

La comprobación por densidad de corriente tiene como objeto verificar que no se supera la máxima densidad de corriente admisible por el elemento conductor cuando por el circule una corriente igual a la corriente nominal máxima. Las celdas están ensayadas para intensidad del bucle de 630 A.

- ***Comprobación por sollicitación electrodinámica***

La comprobación por sollicitación electrodinámica tiene como objeto verificar que los elementos conductores de las celdas son capaces de soportar el esfuerzo mecánico derivado de un defecto de cortocircuito entre fase.

La intensidad dinámica de cortocircuito se considera aproximadamente en 2,5 veces la intensidad eficaz de cortocircuito calculada según la ecuación (29), por lo que:

$$I_{cc(dinámica)} = 2,5 \cdot 13,47 = 33,67 \text{ kA}$$

El valor obtenido es menor que el valor de cresta de la intensidad de corta duración. Dado que se utilizan celdas bajo envoltorio metálica fabricadas por Ormazabal conforme a la normativa vigente, el ensayo realizado garantiza una resistencia electrodinámica de 40 kA.

- ***Comprobación por sollicitación térmica***

La comprobación térmica tiene por objeto verificar que no se producirá un calentamiento excesivo de la armadura por defecto de un cortocircuito. Esta comprobación se puede realizar mediante cálculos teóricos, pero preferentemente se debe realizar un ensayo según la normativa en vigor.

En este caso, el valor de intensidad que garantiza que no se provocará un exceso de calentamiento en caso de cortocircuito es la intensidad eficaz de cortocircuito calculada según la ecuación (29), cuyo valor es:

$$I_{cc(t\acute{e}rmica)} = 13,47 \text{ kA}$$

Este valor de intensidad es menor que el valor de la intensidad eficaz de corta duración (16 kA), indicado en las características de las celdas, en las cuales, a través del ensayo realizado en fábrica se garantiza una resistencia térmica de 16 kA.

3.2.7.6. Protecciones de media y baja tensión

Los transformadores están protegidos tanto en media como en baja tensión. En media tensión la protección la efectúa la celda asociada a ese transformador, mientras que en baja tensión, la protección se incorpora en el cuadro de las líneas de salida.

La protección del transformador en el lado de media tensión, se realiza por medio de una celda de interruptor con fusibles con una intensidad nominal de 6,3 A, siendo éstos los que efectúan la protección ante posibles cortocircuitos.

Las salidas de baja tensión cuentan con fusibles en todas las salidas, con una intensidad nominal igual al valor de la intensidad exigida a esa salida, y un poder de corte como mínimo igual a la corriente de cortocircuito calculada en el punto 3.2.7.4.

3.2.7.7. Dimensionado de la ventilación del centro de seccionamiento

Las rejillas de ventilación del edificio prefabricado están diseñadas y dispuestas sobre las paredes de manera que la circulación del aire ventile eficazmente la sala del transformador. El edificio prefabricado empleado ha sido homologado según los protocolos 97624-1-Y, para ventilación de transformador de potencia hasta 1000 kVA obtenidos en laboratorio Labein (Vizcaya-España), por lo que no es necesario el cálculo de la ventilación del centro de seccionamiento.

3.2.7.8. Dimensionado del pozo apagafuegos

El pozo de recogida de aceite será capaz de alojar la totalidad del volumen que contiene el transformador. Al tratarse de un edificio prefabricado el foso es dimensionado por el fabricante, disponiéndose de un foso de recogida de aceite de 600 l de capacidad cubierto de grava para la absorción del fluido y para prevenir el vertido del mismo hacia el exterior y minimizar el daño en caso de fuego.

3.2.7.9.Cálculo de las instalaciones de puesta a tierra

Para los cálculos a realizar emplearemos las expresiones y procedimientos según el método UNESA [24], conforme a las características del centro de seccionamiento proyectado.

Según el reglamento sobre centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación, para instalaciones de tercera categoría y de intensidad de cortocircuito a tierra inferior o igual a 16 kA, no será imprescindible realizar la investigación previa de la resistividad del terreno, bastando el examen visual de éste, pudiéndose estimar su resistividad. Según apartados anteriores se estima una resistividad de $150 \Omega \cdot m$.

Al igual que en el centro de transformación, la intensidad máxima de defecto a tierra será:

$$I_{dm} = 400 \text{ A}$$

- *TIERRA DE PROTECCIÓN*

El cálculo de la puesta a tierra de protección se realizará teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

Características de la red de alimentación:

- Tensión de línea: $U_l = 15 \text{ kV}$

Puesta a tierra del neutro

- Resistencia del neutro: $R_n = 0 \Omega$
- Reactancia del neutro: $X_n = 25 \Omega$
- Limitación de intensidad a tierra: $I_{dm} = 400 \text{ A}$

Nivel de aislamiento de las instalaciones de baja tensión:

- $V_{bt} = 10 \text{ kV}$

Características del terreno:

- Resistividad del terreno: $\rho_0 = 150 \Omega \cdot m$
- Resistividad del hormigón: $\rho'_0 = 3000 \Omega \cdot m$

- Resistencia máxima de puesta a tierra

La resistencia máxima de puesta a tierra según la ecuación (32), será:

$$R_{tm} \leq 25 \Omega$$

A continuación, conforme a la ecuación (33), se selecciona la configuración del electrodo de tierra que cumpla las condiciones del sistema, según los electrodos tipo incluidos en el anexo 2 del documento de UNESA antes mencionado, por lo que el parámetro K_r será igual a:

$$K_r \leq 0,1666$$

La configuración de puesta a tierra seleccionada para la tierra de protección tiene las siguientes características:

- Configuración seleccionada: 70/35/5/42
- Geometría del sistema: Anillo rectangular
- Distancia de la red: 7,0 x 3,5 m
- Profundidad del electrodo horizontal: 0,5 m
- Número de picas: 4
- Longitud de las picas: 2 m

Parámetros característicos del electrodo:

- Parámetro de la resistencia: $K_r = 0,078 \Omega / \Omega \cdot m$
- Parámetro de la tensión de paso: $K_p = 0,0171 V / \Omega \cdot m \cdot A$
- Parámetro de la tensión de contacto: $K_c = 0,0376 V / \Omega \cdot m \cdot A$

Definida la configuración del electrodo de tierra para el centro de transformación, se calcula el valor de la resistencia de puesta a tierra del centro a través del parámetro K_r y la resistividad del terreno ρ_0 , de acuerdo a la ecuación (34):

$$R'_t = 0,078 \cdot 150 = 11,7 \Omega$$

Por otro lado, con el valor de la resistencia calculada, la intensidad de defecto según la ecuación (31) será:

$$I'_d = \frac{15000}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(11,7^2 + 25^2)}} = 313,75 A$$

Como se aprecia, la intensidad de defecto a tierra resulta inferior al valor máximo permitido.

○ Tensión de paso máxima

La tensión de paso máxima que existirá en el exterior del edificio según la ecuación (35). será:

$$V_{p\max} = 0,0171 \cdot 150 \cdot 313,75 = 804,76 V$$

○ Tensión de paso admisible

La tensión de paso admisible según la ecuación (36), será:

$$V_{padm} = \frac{10 \cdot 72}{0,2^1} \left[1 + \frac{6 \cdot 150}{1000} \right] = 6840 V$$

○ Tensión de paso admisible en el acceso al centro de transformación

La tensión de paso admisible en el acceso al centro de transformación, según la ecuación (37), será:

$$V_{pacc} = \frac{10 \cdot 72}{0,2^1} \left[1 + \frac{3 \cdot 150 + 3 \cdot 3000}{1000} \right] = 37.620 \text{ V}$$

○ Tensión de contacto máxima

La tensión de contacto máxima, según la ecuación (38), será:

$$V_{cm\acute{a}x} = 0,0376 \cdot 150 \cdot 313,75 = 1.769,55 \text{ V}$$

○ Tensión de contacto admisible

La tensión de contacto admisible, según la ecuación (39), será:

$$V_{cadm} = \frac{72}{0,2^1} \left[1 + \frac{1,5 \cdot 150}{1000} \right] = 441 \text{ V}$$

○ Tensión de defecto

La tensión de defecto vendrá dada por la ecuación (40):

$$V_d = 11,7 \cdot 313,75 = 3.670,87 \text{ V}$$

A continuación, se comprueba que los valores de las tensiones de paso y contacto calculadas sean inferiores a los valores admisibles:

- $V_{pm\acute{a}x} = 804,76 \text{ V} < V_{padm} = 6.840 \text{ V} \rightarrow \text{Cumple.}$
- $V_{pacc} = 37.620 \text{ V} > V_{cm\acute{a}x} = 1.769,95 \rightarrow \text{Cumple.}$
- $\checkmark V_{cm\acute{a}x} = 1.769,55 \text{ V} < V_{cadm} = 441 \text{ V?} \rightarrow \text{No cumple.}$

Al no cumplirse la condición de que la tensión de contacto máxima sea menor que la tensión de contacto admisible, con el fin de evitar la aparición de tensiones de contacto elevadas se adoptan las siguientes medidas de seguridad adicionales:

- Las puertas y rejillas metálicas que den al exterior del edificio, no tendrán contacto eléctrico con masas conductoras que puedan quedar bajo tensión por defectos o averías
- El piso del centro de seccionamiento estará constituido por un mallazo cubierto de una capa de hormigón de 10 cm, conectado a la puesta a tierra del mismo
- $V_d = 3.670,87 \text{ V} < V_{bt} = 10.000 \text{ V} \rightarrow \text{Cumple.}$

○ Separación entre tomas de tierra

Para garantizar que el sistema de tierras de protección no transfiera tensiones al sistema de tierra de servicio, debe establecerse una separación entre los electrodos más próximos de ambos sistemas, siempre que la tensión de defecto supere los 1000 V.

En este caso, es imprescindible mantener esta separación, al ser la tensión de defecto superior a los 1000 V indicados.

La distancia mínima de separación entre los sistemas de tierras, viene determinada por la ecuación (41):

$$D = \frac{150 \cdot 313,75}{2000 \cdot \pi} = 7,5 \text{ m}$$

• **TIERRA DE SERVICIO**

El criterio de selección de la tierra de servicio es no ocasionar en el electrodo una tensión superior a 24 V cuando existe un defecto a tierra en una instalación de baja tensión protegida contra contactos indirectos por un diferencial de 650 mA. Para ello la resistencia de puesta a tierra de servicio debe ser inferior a 37 Ω .

Se elige el sistema de tierras de servicio conforme al parámetro K_r según la ecuación (42), que satisface el valor mínimo de la puesta a tierra antes mencionado:

Sustituyendo en la ecuación (42), se observa que el sistema de tierras seleccionado deberá tener un parámetro $K_r < 0,2466$.

Las características del sistema de tierras de servicio seleccionado son las siguientes:

- Configuración seleccionada: 5/22
- Geometría del sistema: Picas alineadas
- Número de picas: 2
- Longitud de las picas: 2 m
- Profundidad de las picas: 0,5 m
- Separación entre picas: 3 m

Parámetros característicos del electrodo:

- Parámetro de la resistencia: $K_r = 0,201 \text{ } \Omega / \Omega \cdot \text{m}$

Con el sistema elegido se obtiene una resistencia de tierra de servicio de:

$$R_{tserv} = 0,201 \cdot 150 = 30,15 \text{ } \Omega < 37 \text{ } \Omega$$

- ***CORRECCIÓN Y AJUSTE DEL DISEÑO INICIAL***

Según el proceso de justificación del electrodo de puesta a tierra seleccionado, no se considera necesaria la corrección del sistema proyectado. No obstante, se puede ejecutar cualquier configuración con características de protección mejores que las calculadas.

3.3.Línea Subterránea de Media Tensión

3.3.1.Descripción de la instalación

Con objeto de evacuar la energía eléctrica generada por la instalación fotovoltaica y verterla a la red de la compañía distribuidora, se proyecta una red subterránea de media tensión, la cual consta de dos tramos diferenciados que unirán el centro de transformación con el centro de seccionamiento descritos anteriormente y éste con el punto de entronque de la compañía según se describe a continuación: (Ver plano 8 contenido en los Anexos)

- Línea L-1: Línea subterránea de media tensión realizada con conductores de aluminio tipo HEPRZ-1 12/20 kV de $3 \times (1 \times 240) \text{ mm}^2$ de sección, canalizada bajo tubo y con una longitud aproximada de 20 m. Dicha línea tendrá origen en el centro de transformación y finalizará en el centro de seccionamiento.
- Línea L-2 Acometida: Línea subterránea de media tensión realizada con conductores de aluminio tipo HEPRZ-1 12/20 kV de $3 \times (1 \times 240) \text{ mm}^2$ de sección, canalizada bajo tubo y con una longitud aproximada de 35 m. La línea se conectará mediante un empalme a la red subterránea de media tensión existente y siguiendo la trayectoria reflejada en planos, hará entrada y salida al centro de seccionamiento proyectado.

3.3.2.Características del conductor

Las líneas subterráneas de media tensión serán de cables unipolares con conductores de aluminio y aislamiento seco según NI 56.43.01, con las características siguientes [\[27\]](#):

| | |
|--------------------------------|--|
| Conductor: | Aluminio compacto, sección circular, clase 2 UNE 60-228 |
| Pantalla sobre el conductor: | Capa de mezcla semiconductor aplicada por extrusión |
| Aislamiento: | Mezcla a base de etileno propileno de alto módulo (HEPR) |
| Pantalla sobre el aislamiento: | Una capa de mezcla semiconductor pelable no metálica aplicada por extrusión, asociada a una corona de alambre y contraespira de cobre. |
| Cubierta: | Compuesto termoplástico a base de poliolefina y sin contenido de componentes clorados u otros contaminantes |

El tipo y las características del cable se exponen a continuación:

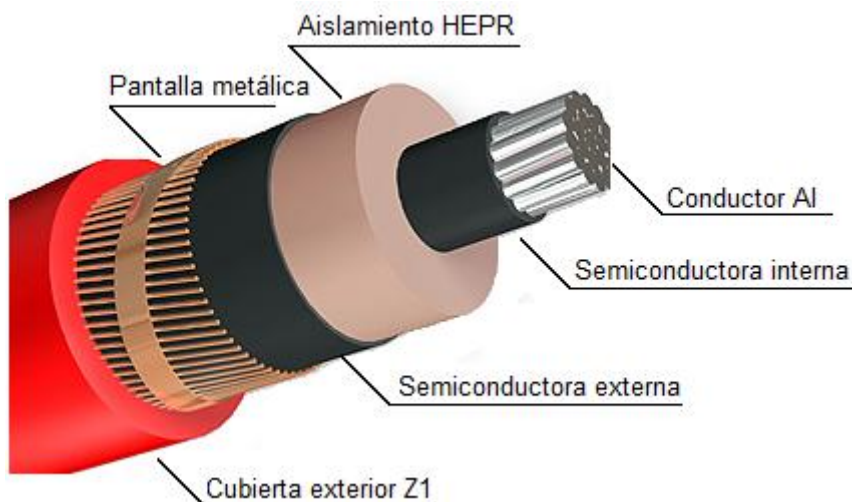


Figura 26. Conductor HEPRZ1

| Tipo constructivo | Tensión nominal kV | Sección conductor mm ² | Sección pantalla mm ² | Resistencia Máx. a 90°C Ω/km | Reactancia por fase Ω /km | Capacidad μF/km |
|-------------------|--------------------|-----------------------------------|----------------------------------|------------------------------|---------------------------|-----------------|
| HEPRZ1 | 12/20 | 240 | 16 | 0,169 | 0,105 | 0,453 |

Tabla 11. Características generales del cable utilizado

3.3.3. Accesorios

Los accesorios serán adecuados a la naturaleza, composición y sección de los cables y no deberán aumentar la resistencia eléctrica de éstos. Los terminales deberán ser, asimismo, adecuados a las características ambientales (interior, exterior, contaminación, etc) y serán conforme a la NI 56.80.02.

3.3.4. Intensidades admisibles

Las intensidades máximas admisibles en servicio permanente dependen en cada caso de la temperatura máxima que el aislante pueda soportar sin alteraciones en sus propiedades eléctricas, mecánicas o químicas. Para el conductor seleccionado las temperaturas máximas admisibles en servicio permanente y en cortocircuito son las siguientes:

| Tipo de aislamiento | Condiciones | |
|---|---------------------|---------------------------|
| | Servicio permanente | Cortocircuito $t \leq 5s$ |
| Etileno propileno de alto módulo (HEPR) | 105°C | > 250°C |

Tabla 12. Temperatura máxima asignada al conductor

Otro de los aspectos que influyen en las intensidades máximas admisibles son las condiciones del tipo de instalación y la disposición de los conductores. A continuación, se muestra la intensidad máxima admisible del conductor bajo las siguientes condiciones de instalación:

- Una terna de cables enterrada bajo tubo a 1 m de profundidad
- Resistividad del terreno 1,5 K·m/W
- Temperatura del terreno 25 °C

| Tipo de aislamiento | Sección mm ² | Intensidad A |
|---------------------|----------------------------|-----------------|
| HEPR | 240 | 345 |

Tabla 13 . Intensidad máxima admisible instalación bajo tubo

En el caso de que las condiciones de la instalación sean diferentes a las mencionadas, se deberán tener en cuenta los diferentes factores de corrección expuestos en la ITC-LAT-06 [28], mediante los cuales se corrige la intensidad admisible en el conductor y se elige el adecuado, con el fin de que bajo estas diferentes condiciones de instalación el aumento de temperatura provocado por la circulación de la intensidad calculada no dé lugar a una temperatura en el conductor superior a los valores de la tabla 12.

3.3.5. Intensidades de cortocircuito admisibles en los conductores

En la tabla 14, se muestran las densidades máximas admisibles de la corriente de cortocircuito en el conductor, en función de los tiempos de duración del cortocircuito.

Estas densidades se han calculado considerando como temperatura inicial, la máxima en servicio permanente (105°C), y como temperatura final la de cortocircuito (250°C). En el cálculo se considera que todo el calor desprendido durante el proceso es absorbido por los conductores, ya que su masa es muy grande en comparación con la superficie de disipación de calor y la duración del proceso es relativamente corta (proceso adiabático) [28].

En estas condiciones:

$$\frac{I_{cc}}{S} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}}$$

Donde:

| | |
|----------|--|
| I_{cc} | Corriente de cortocircuito (A) |
| S | Sección del conductor (mm ²) |
| K | Coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y de las temperaturas al inicio y final del cortocircuito |
| t_{cc} | Duración del cortocircuito (s) |

Si se desea conocer la intensidad máxima de cortocircuito para un valor de tcc distinto de los tabulados, se aplica la fórmula anterior, donde K coincide con el valor de densidad de corriente tabulado para tcc = 1s.

| Tipo de aislamiento | $\Delta\theta$ | Duración del cortocircuito, tcc en segundos | | | | | | | | | |
|---------------------|----------------|---|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| | | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,5 | 0,6 | 1,0 | 1,5 | 2,0 | 2,5 | 3,0 |
| HEPR | 145 | 281 | 199 | 162 | 126 | 115 | 89 | 73 | 63 | 56 | 51 |

$\Delta\theta$ es la diferencia entre la temperatura de servicio permanente y la temperatura de cortocircuito
Tabla 14. Densidad máxima admisible de corriente de cortocircuito, en A/mm²

3.3.6. Intensidades de cortocircuito admisible en las pantallas

En la tabla 15, se indican las intensidades de cortocircuito admisibles en la pantalla del conductor en función del tiempo de duración del cortocircuito [\[27\]](#).

| Tipo de aislamiento | Sección mm ² | Duración en segundos | | | | | | | | |
|---------------------|----------------------------|----------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,5 | 1,0 | 1,5 | 2,0 | 2,5 | 3,0 |
| HEPR | 16 | 6,08 | 4,38 | 3,58 | 2,87 | 2,12 | 1,72 | 1,59 | 1,41 | 1,32 |

Tabla 15. Intensidad de cortocircuito admisible en la pantalla en kA

3.3.7. Canalizaciones

Las canalizaciones se ajustarán a lo establecido en el MT 2.31.01. Los tubos irán enterrados a una profundidad de 1 m, siendo la profundidad hasta la parte superior del tubo más próximo a la superficie de 0,8 m y la anchura de la zanja de 0,35 m para la colocación de dos tubos de 160 mm de diámetro en un mismo plano

En el fondo de la zanja y en toda la extensión se colocará una solera de limpieza de unos 0,05 m aproximadamente de espesor de arena en el caso de que la canalización sea bajo acera o de hormigón no estructural H 125 en caso de que sea en cruce de calzada, sobre la que se depositarán los tubos dispuestos por planos. A continuación se colocará otra capa de arena o de hormigón no estructural H 125 como anteriormente, con un espesor de 0.10 m por encima de los tubos y envolviéndolos completamente. Sobre esta capa y a unos 0,12 m del firme se instalará una cinta de señalización a lo largo de todo el trazado del cable, para advertir de la presencia de cables de alta tensión.

Por último, se hace el relleno de la zanja, dejando libre el firme y el espesor del pavimento, para este relleno se utilizará todo-uno, zahorra o arena u hormigón no estructural H 125 dependiendo si la canalización es bajo acera o bajo calzada respectivamente. Después se colocará una capa de tierra vegetal o un firme de hormigón no estructural H 125 y por último se repondrá el pavimento a ser posible del mismo tipo y calidad del que existía antes de realizar la apertura.

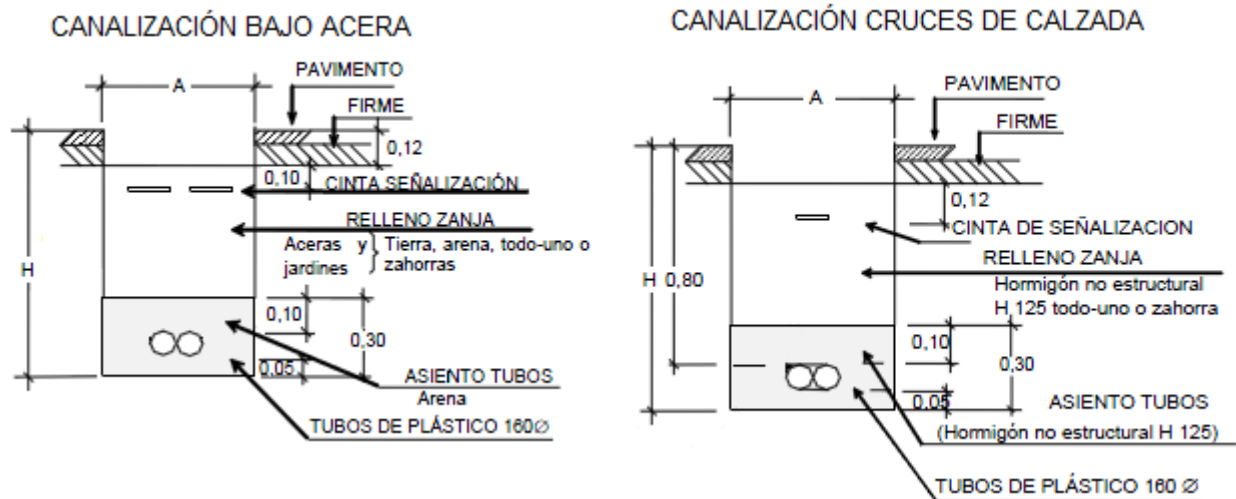


Figura 27. Detalle canalización media tensión bajo acera y en cruces de calzada

- **CRUZAMIENTOS**

Calles, caminos y carreteras: Los cables se colocarán en canalizaciones entubadas hormigonadas en toda su longitud, realizándose el cruce perpendicular al eje del vial.

Otros cables de energía eléctrica: Se procurará que los cables de alta tensión discurren por debajo de los de baja tensión. La distancia mínima entre cables de energía eléctrica será de 0,25 m.

Cuando no pueda respetarse esta distancia, el cable que se tienda en último lugar se separará mediante tubos, conductos o divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica.

Cables de telecomunicación: La separación mínima entre los cables de energía eléctrica y los de telecomunicación será de 0,20 m. En el caso de no poder respetar esta distancia, la canalización que se tienda en último lugar se separará mediante tubos, conductos o divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica.

Canalizaciones de agua: Los cables se mantendrán a una distancia mínima de estas canalizaciones de 0,20 m. En el caso de no poder respetar esta distancia, la canalización que se tienda en último lugar se separará mediante tubos, conductos o divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica.

Canalizaciones de gas: En los cruces de líneas subterráneas de A.T con canalizaciones de gas, deberán mantenerse las distancias mínimas que se establecen en la tabla 3 del punto 5.2 de la ITC-LAT-06. Cuando por causas justificadas no puedan mantenerse estas distancias, podrá reducirse mediante colocación de una protección suplementaria, hasta los mínimos establecidos en dicha tabla.

Conducciones de alcantarillado: Se procurará pasar los cables por encima de las conducciones de alcantarillado. Cuando no sea posible, se pasará por debajo y los cables se dispondrán separados mediante tubos, conductos o divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica. No se admitirá incidir en su interior.

- PROXIMIDADES Y PARALELISMOS

Otros cables de energía eléctrica: Los cables de alta tensión podrán instalarse paralelamente a otros de baja o alta tensión, manteniendo entre ellos una distancia no inferior a 0,25 m. En el caso de no poder respetar esta distancia, la canalización que se tienda en último lugar se separará mediante tubos, conductos o divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica.

Canalizaciones de agua: La distancia mínima entre los cables de energía eléctrica y las canalizaciones de agua será de 0,20 m. La distancia mínima entre los empalmes de los cables de energía eléctrica y las juntas de las canalizaciones de agua será de 1 m. En el caso de no poder respetar esta distancia, la canalización que se tienda en último lugar se separará mediante tubos, conductos o divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica. Se procurará que la canalización de agua quede por debajo del nivel del cable eléctrico.

Canalizaciones de gas: En los paralelismos de líneas subterráneas de A.T con canalizaciones de gas, deberán mantenerse las distancias mínimas que se establecen en la tabla 4 del punto 5.3 de la ITC-LAT-06. Cuando por causas justificadas no puedan mantenerse estas distancias, podrá reducirse mediante colocación de una protección suplementaria, hasta los mínimos establecidos en dicha tabla.

Conducciones de alcantarillado: Se procurará pasar los cables por encima de las conducciones de alcantarillado. Cuando no sea posible, se pasará por debajo y los cables se dispondrán separados mediante tubos, conductos o divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica. No se admitirá incidir en su interior.

3.3.8.Cálculos eléctricos de la red de media tensión

Para realizar los cálculos de la sección de los conductores, se consideran tres criterios [\[17\]](#) [\[23\]](#):

- Intensidad máxima admisible por el conductor
- Caída de tensión
- Intensidad máxima admisible en el conductor durante un cortocircuito

El cálculo de la sección de los conductores de media tensión no sería necesario, ya que cuando se trata de líneas que se conecten a una red en anillo, en todas ellas se mantendrá una sección constante, en este caso de 240 mm² [\[29\]](#). Aún así, a continuación se realizan los cálculos considerando los criterios anteriores.

Intensidad máxima admisible por el conductor

La intensidad máxima admisible por el conductor, se calcula partiendo de la intensidad de evacuación a través de la potencia que ha de transportar el cable (máxima generada por la instalación fotovoltaica) y corrigiéndola por los correspondientes factores de corrección en función de las condiciones de instalación que difieran de las mencionadas en el punto 3.3.4.

La intensidad de evacuación se determina por la fórmula:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} \quad (43)$$

Donde:

| | |
|---------------|--|
| I | Corriente de evacuación (A) |
| P | Potencia a transportar, (máxima generada por la instalación fotovoltaica) (kW) |
| U | Tensión nominal (kV) |
| cos φ | Factor de potencia (cos φ = 0,9) |

Sustituyendo para los diferentes tramos se tiene:

- Línea L-1:

$$I = \frac{220.000}{\sqrt{3} \cdot 15.000 \cdot 0,9} = 9,4 \text{ A}$$

A continuación aplicamos el factor de corrección $F_c = 0,8$, por estar la instalación instalada bajo tubo, con lo que la intensidad admisible en el conductor deberá ser mayor a:

$$I_{adm} > \frac{9,4}{0,8} = 11,75 \text{ A}$$

- Línea L-2. Acometida:

La corriente de evacuación es la misma que la calculada para la línea L-1, pero las condiciones de la instalación cambian, ya que ahora tenemos dos circuitos en la zanja, uno el de la entrada al centro de seccionamiento y otro el de la salida del mismo para realizar el anillo, por lo que aplicamos el factor de corrección $F_c = 0,8$, por estar la instalación instalada bajo tubo y otro factor $F_c = 0,8$ por la instalación de dos ternas en contacto, según la tabla 10 de la ITC-LAT-06, con lo que la intensidad admisible en el conductor deberá ser mayor a:

$$I_{adm} > \frac{9,4}{0,8 \cdot 0,8} = 14,7 \text{ A}$$

Como se aprecia en la tabla 13, la intensidad máxima admisible para el conductor HEPRZ1 de 240 mm² en instalación bajo tubo es de 345 A, que evidentemente supera los valores anteriormente calculados.

Caída de tensión

El cálculo de la caída de tensión se realiza mediante la siguiente expresión:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot (R \cos \varphi + X \sin \varphi) \quad (44)$$

Donde:

| | |
|----------------|--|
| ΔU | Caída de tensión (V) |
| I | Intensidad (A) |
| L | Longitud de la línea (Km) |
| R | Resistencia del conductor (Ω/Km) |
| X | Reactancia del conductor (Ω/Km) |
| $\cos \varphi$ | Factor de potencia ($\cos \varphi = 0,9$) |

Sustituyendo para cada tramo se tiene:

- Línea L-1:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 9,4 \cdot 0,02 \cdot (0,169 \cdot 0,9 + 0,105 \cdot 0,436) = 0,064 \text{ V}$$

Obtenida la caída de tensión, la caída de tensión porcentual será:

$$\Delta U(\%) = \frac{100 \cdot \Delta U}{V_l} = \frac{100 \cdot 0,064}{15.000} = 4,26 \cdot 10^{-4} \%$$

- Línea L-2. Acometida:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 9,4 \cdot 0,0175 \cdot (0,169 \cdot 0,9 + 0,105 \cdot 0,436) = 0,056 \text{ V}$$

Obtenida la caída de tensión, la caída de tensión porcentual será:

$$\Delta U(\%) = \frac{100 \cdot \Delta U}{V_l} = \frac{100 \cdot 0,056}{15.000} = 3,73 \cdot 10^{-4} \%$$

Como se observa, las caídas de tensión son muchísimo menores que el 5% máximo permitido [29].

Intensidad máxima admisible en el conductor durante un cortocircuito

La intensidad máxima admisible en el conductor durante un cortocircuito se calcula teniendo en cuenta los valores de densidad máxima admisible de corriente de cortocircuito, en A/mm² de la tabla 14 del punto 3.3.5.

Según dicha tabla, la densidad máxima admisible de corriente de cortocircuito para un tiempo de 1 segundo es de 89 A/mm², con lo que para el conductor seleccionado tenemos:

$$89\text{A/mm}^2 \cdot 240\text{mm}^2 = 21,36\text{ kA}$$

Como se aprecia, la corriente que es capaz de soportar el conductor en cortocircuito es superior a la corriente de cortocircuito que podría aparecer en la línea, calculada en apartados anteriores.

$$21,36\text{ kA} > 13,47\text{ kA}$$

Capítulo 4

Conclusiones

Históricamente el panorama energético de España se ha caracterizado por una gran dependencia energética, generalmente debida a la carencia de combustibles fósiles. Dicha situación ha llevado al sistema energético nacional a una situación de déficit y dependencia exterior.

Actualmente, el nivel de dependencia energética de España respecto al exterior sigue siendo muy alto, en torno al 80%, muy por encima de la media europea.

Aunando esta idea con la de intentar frenar el calentamiento global provocado por las emisiones de gases de efecto invernadero, se hace necesaria la fomentación de las energías renovables para la producción de energía eléctrica.

El ejemplo claro de este tipo de generación renovable y autóctona, son las instalaciones fotovoltaicas. El sol como fuente natural gratuita y tan presente en España hace que la energía fotovoltaica se presente a ser una clara alternativa para la producción de energía, ya que es el único recurso que necesitan los paneles solares para generar electricidad.

Atendiendo a lo anteriormente expuesto, en el presente proyecto se ha realizado el diseño de una instalación fotovoltaica de conexión a red de media tensión, con el objetivo de conocer el dimensionamiento y los elementos necesarios para la construcción de este tipo de instalaciones generadoras, y a través de la instalación de media tensión mostrar los conocimientos adquiridos a lo largo de la carrera, así como comprender todos los aspectos relacionados con el sector de las instalaciones a través de reglamentos, normativas, programas de cálculos, creación de planos a través del diseño asistido por ordenador, entre otros.

La instalación fotovoltaica se encuentra situada en la cubierta de una nave industrial, espacio que para la gran mayoría de las empresas no puede ser dedicado a ningún fin productivo, por lo que la construcción de estos sistemas aporta a este tipo de emplazamientos un uso eficiente de este espacio además del meramente constructivo. Además al localizarse en polígonos industriales y zonas habitadas, se genera de forma distribuida, permitiendo reducir las pérdidas en el transporte y distribución de la energía.

Con una potencia nominal de 200 kW y un total de 1.008 módulos, la instalación producirá 342.570 kWh anuales, los cuales podrán abastecer de energía a unos 98 hogares.

Por otra parte, mediante la construcción de la instalación fotovoltaica se consiguen evitar 82,9 Tn/año de emisiones de CO₂ a la atmósfera, emisiones que serían generadas con cualquier otro tipo de producción de energía convencional.

El presupuesto obtenido para la realización de la instalación, como puede apreciarse en el Anexo I, es de 587.886,26 €, dicho precio verá reducido su valor debido a los posibles descuentos realizados a la hora de la ejecución de la obra, pero a día de hoy a consecuencia de la supresión temporal de las primas para las nuevas instalaciones según el RD 1/2012, no resultaría rentable económicamente su ejecución, ya que las legislaciones actuales no favorecen ni la reducción de costes necesaria en los equipos fotovoltaicos, ya que el mayor coste viene determinado por estos elementos, ni los ingresos necesarios a través de la venta de la energía en el mercado eléctrico que hagan posible que los costes puedan ser asumibles y que este tipo de instalaciones resulten atractivas económicamente. Sin embargo, la fomentación de estas tecnologías, a través de una legislación adecuada que haga viable su construcción sin llegar a valores de primas desorbitados como en años anteriores, sí que resultaría productivo y beneficioso para el país, ya que se favorecería la creación y generación de empleo tan necesario en estos tiempos dada la situación de crisis actual.

España tiene una gran experiencia en el campo de la fotovoltaica y es uno de los países que cuenta con toda la cadena de valor dentro de este sector (fabricantes, distribuidores, instaladores..) por lo tanto se ha de potenciar este tipo de industria, generadora de empleo, realizando al mismo tiempo una inversión de futuro que permita avanzar en el camino de la independencia energética.

Capítulo 5

Referencias

- [1] <http://ocw.unia.es/ciencias-tecnologicas/tecnologia-de-celulas-y-modulos-fotovoltaicos/Materiales/ud2/unidad-2.-tecnologias-fotovoltaicas>
- [2] Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red. IDAE, 2011.
- [3] <http://atersa.com>
- [4] <http://www.ingeteam.com>
- [5] Reglamento electrotécnico de Baja Tensión, ITC-BT-20, Instalaciones interiores o receptoras. Sistemas de instalación.
- [6] Reglamento electrotécnico de Baja Tensión, ITC-BT-21, Instalaciones interiores o receptoras. Tubos y canales protectoras.
- [7] MT 2.51.01, Proyecto tipo de línea subterránea de baja tensión.
- [8] RD 1699/2011, de 18 de Noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- [9] MT 3.53.01, Condiciones técnicas de la instalación de producción eléctrica conectada a la red de Iberdrola distribución.
- [10] Censolar, Curso de experto profesional en energía fotovoltaica. Sevilla, España: ProgenSA, 2009.
- [11] Reglamento electrotécnico de Baja Tensión, ITC-BT-18, Instalaciones de puesta a tierra.
- [12] Monica Alonso, Apuntes Laboratorio de electrotecnia III, Universidad Carlos III de Madrid, curso 2010/2011.
- [13] Informe Anual “Observatorio de la electricidad año 2012”, WWF.
- [14] Análisis del consumo energético del sector residencial en España, IDAE Julio 2011.

- [15] Carrasco Sánchez, Emilio, Apuntes curso: “Instalaciones fotovoltaicas conectadas a red en baja tensión”, 2012.
- [16] <http://re.jrc.ec.europa.eu/pygis/info/faq.htm#data>
- [17] Iván Lozano, Apuntes Instalaciones Eléctricas II, Universidad Carlos III de Madrid, curso 2010/2011.
- [18] Reglamento electrotécnico de Baja Tensión, ITC-BT-40, Instalaciones generadoras de baja tensión
- [19] Reglamento electrotécnico de Baja Tensión, ITC-BT-22, Instalaciones interiores o receptoras. Protección contra sobreintensidades.
- [20] <http://www.ormazabal.com/es>
- [21] MT 2.11.01, Proyecto tipo para centro de transformación de superficie.
- [22] Reglamento sobre centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación, Mayo 2002.
- [23] García Trasancos, José, Instalaciones eléctricas en media y baja tensión. Madrid, España: Paraninfo, 2011
- [24] Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación conectados a redes de tercera categoría, UNESA
- [25] MT 2.00.03, Normativa particular para instalaciones de clientes en AT
- [26] NI 50.44.02, Cuadros de distribución en BT para centros de transformación de interior
- [27] MT 2.31.01, Proyecto tipo de línea subterránea de AT hasta 30 kV
- [28] Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, ITC-LAT-06, Líneas subterráneas con cables aislados.
- [29] MT 2.03.20, Normas particulares para instalaciones de alta tensión (hasta 30 kV) y baja tensión.



ANEXO I:

PRESUPUESTO

| | CONCEPTO | CANTIDAD | PRECIO UNIDAD | TOTAL EUROS |
|--|---|----------|------------------|----------------|
| CAPÍTULO 1.- INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA | | | | |
| ud | Suministro y montaje de módulos fotovoltaicos, marca Atersa A-230-P de 230 W | 1.008,00 | 315,00 € | 317.520,00 € |
| ud | Suministro y montaje de estructura soporte para sustentación de módulos a 30° de inclinación, incluyendo pequeño material de tornillería y sujeción de cableado | 1.008,00 | 48,75 € | 49.140,63 € |
| ml | Suministro e instalación de cable de cobre de 2x6 mm ² de sección | 2.406,00 | 1,92 € | 4.619,52 € |
| ml | Suministro e instalación de cable de cobre de 2x10 mm ² de sección | 1.336,00 | 2,69 € | 3.593,84 € |
| ud | Suministro e instalación de caja concentradora de series de nivel 1 con protección por fusibles para las series así como interruptor seccionador para la desconexión de todas las series. | 6,00 | 1.650,00 € | 9.900,00 € |
| ml | Suministro e instalación de cable de cobre de 2x35 mm ² de sección | 264,00 | 7,70 € | 2.032,80 € |
| ml | Suministro e instalación de cable de cobre de 2x50 mm ² de sección | 556,00 | 10,73 € | 5.965,88 € |
| ud | Suministro e instalación de caja concentradora de series de nivel 2 para recoger las agrupaciones previas a la entrada del inversor, con protección por fusibles de todas las series así como interruptor seccionador para la desconexión de las entradas al inversor | 2,00 | 1.790,72 € | 3.581,44 € |
| ml | Suministro e instalación de cable de cobre de 2x95 mm ² de sección | 16,00 | 20,80 € | 332,80 € |
| ml | Suministro y montaje de bandeja aislante con tapa para conducción de cableado | 350,00 | 23,88 € | 8.357,37 € |
| ud | Suministro y montaje de edificio prefabricado tipo PFU-3, para instalación de inversores en su interior | 1,00 | 6.500,00 € | 6.500,00 € |

| | CONCEPTO | CANTIDAD | PRECIO UNIDAD | TOTAL EUROS |
|---------------------------|--|----------|------------------|---------------------|
| ud | Suministro y colocación de inversor Ingeteam de conexión a red de 100 kW de potencia. | 2,00 | 17.444,24 € | 34.888,48 € |
| ud | Puesta a tierra de estructuras de soporte, módulos, cajas concentradoras y demás elementos de la instalación | 1,00 | 4.311,00 € | 4.311,00 € |
| ml | Suministro e instalación de cable de cobre de 3x240 mm ² de sección | 60,00 | 51,10 € | 3.066,00 € |
| TOTAL CAPÍTULO 1 : | | | | 453.809,76 € |

CAPÍTULO 2.- INSTALACIONES DE MEDIA TENSIÓN

| | | | | |
|----|---|------|-------------|-------------|
| ud | Suministro y montaje de centro de transformación de instalación en superficie, compuesto por caseta prefabricada de hormigón, con la siguiente aparamenta en su interior: una celda de línea; una celda de interruptor automático; una celda de medida con tres trafos de tensión; una celda de medida con tres trafos de tensión y tres de intensidad; un transformador de potencia de 250 kVA, de tensiones 15/0,22 kV; un cuadro de baja tensión; interconexiones de media y baja tensión; puestas a tierra del centro; instalación de alumbrado y elementos de seguridad para realización de maniobras. | 1,00 | 65.268,00 € | 65.268,00 € |
| ud | Suministro y montaje de centro de seccionamiento para la compañía, de instalación en superficie, compuesto por caseta prefabricada de hormigón, con la siguiente aparamenta en su interior: tres celdas de línea telemandadas; una celda de protección de transformador con ruptofusibles; un trafa de 50 kVA de tensiones 20/0,4-0,23 kV; un cuadro de baja tensión; interconexiones de media y baja tensión; puestas a tierra del centro; instalación de alumbrado y elementos de seguridad para realización de maniobras. | 1,00 | 46.112,50 € | 46.112,50 € |



| | CONCEPTO | CANTIDAD | PRECIO UNIDAD | TOTAL EUROS |
|---------------------------|---|----------|------------------|---------------------|
| ud | Suministro y montaje de juego de botellas terminales de interior para conectar celdas de línea de centro de seccionamiento a líneas de media tensión y a celda de línea de centro de transformación. | 4,00 | 540,00 € | 2.160,00 € |
| ud | Suministro y montaje de juego de empalmes para línea de media tensión compuesta por conductores de aluminio HEPRZ1, de 3x(1x240) mm ² de sección. | 2,00 | 460,00 € | 920,00 € |
| ml | Suministro e instalación de línea de media tensión para acometida desde centro de seccionamiento e interconexión con centro de transformación, compuesta por conductores de aluminio tipo HEPRZ1 12/20 kV, de 3x(1x240) mm ² de sección, incluyendo canalización para instalación del cableado | 160,00 | 122,60 € | 19.616,00 € |
| TOTAL CAPÍTULO 2 : | | | | 134.076,50 € |

RESUMEN DEL PRESUPUESTO

| | |
|--|---------------------|
| CAPÍTULO 1.- INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA | 453.809,76 € |
| CAPÍTULO 2.- INSTALACIONES DE MEDIA TENSIÓN | 134.076,50 € |
| IMPORTE TOTAL | 587.886,26 € |

El importe total de la instalación asciende a la cantidad de 587.886,26 €.

Debido a que los precios son orientativos, ya que son precios de tarifa de fabricantes, el presupuesto de la instalación podría reducir su valor en torno a un 15% a causa de los posibles descuentos realizados a la hora de su ejecución, disminuyendo con ello el precio del vatio pico instalado.

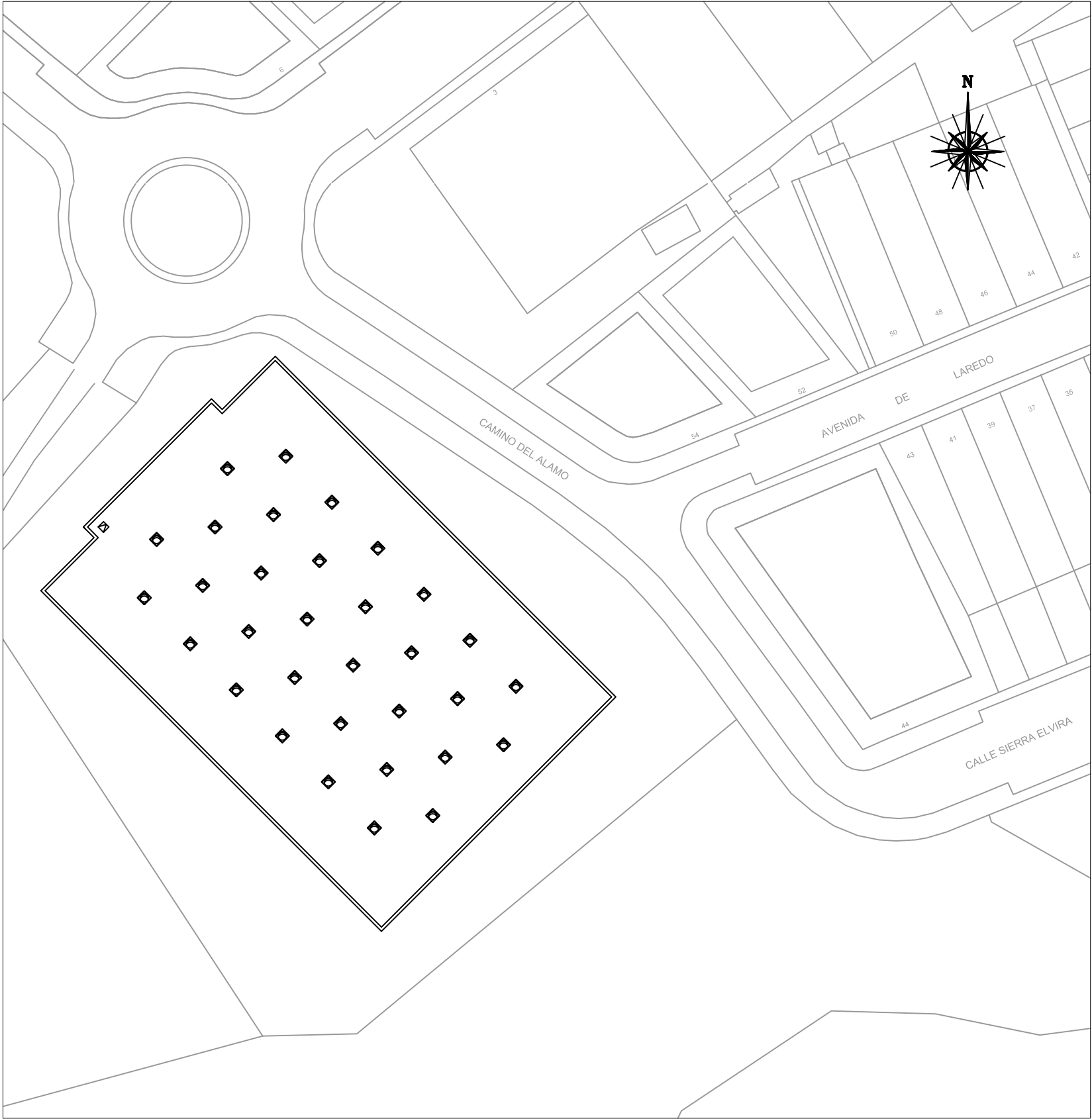


ANEXO II:

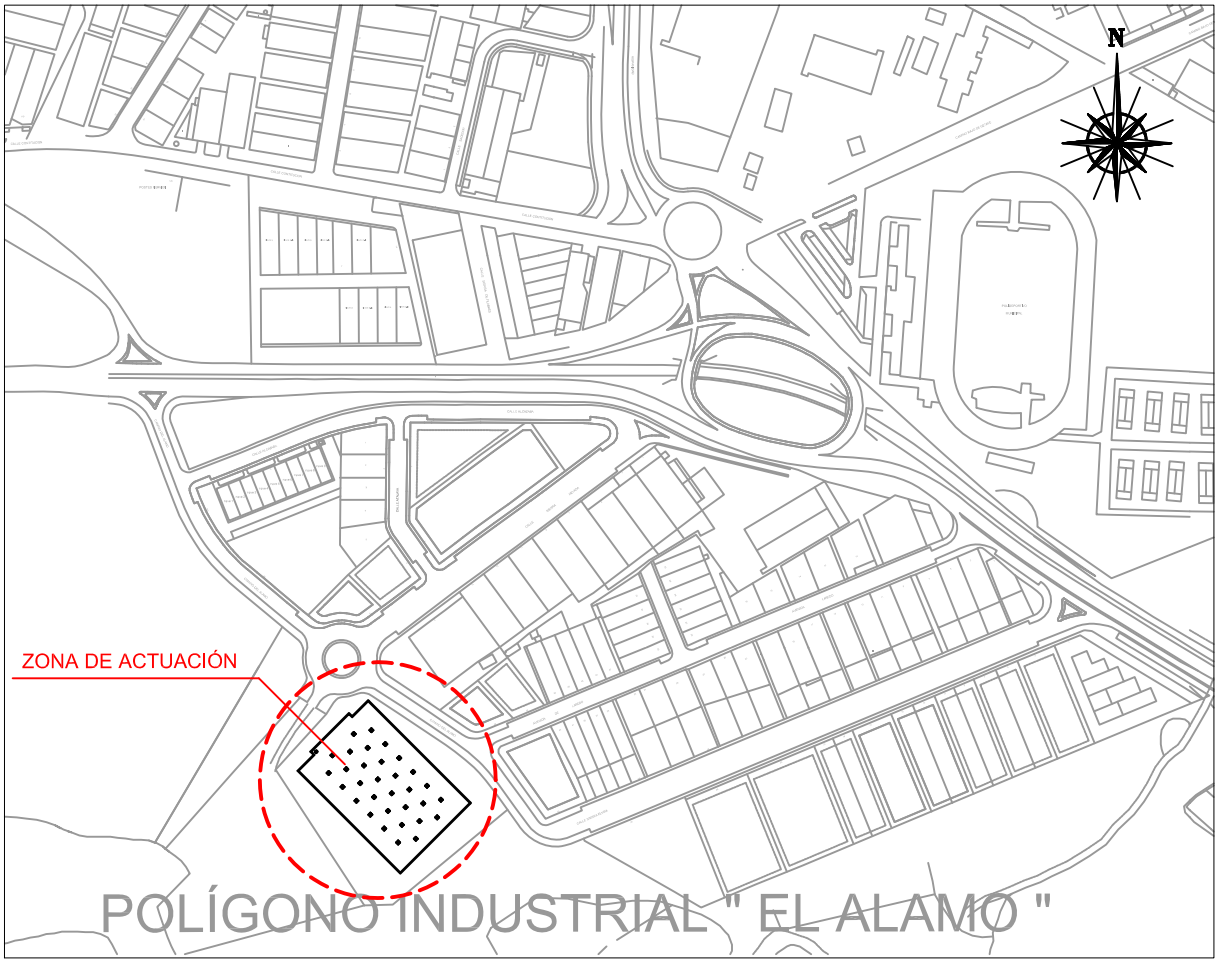
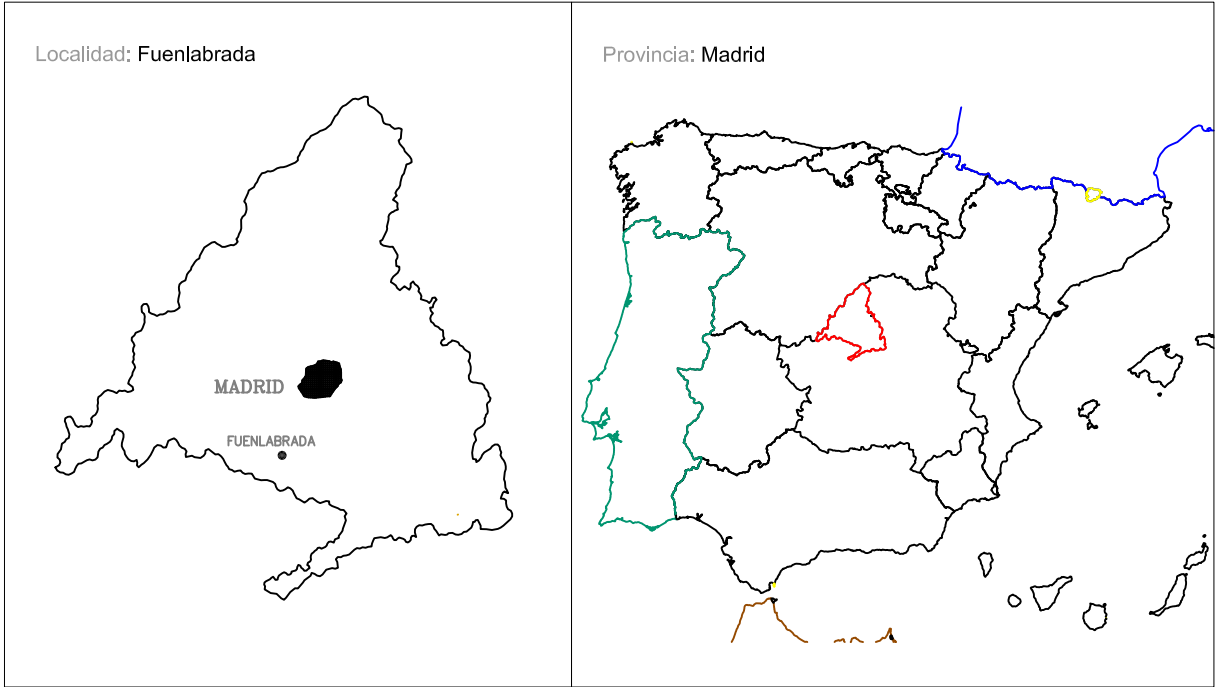
PLANOS

ÍNDICE DE PLANOS

1. SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO
2. DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE PANELES FOTOVOLTAICOS
3. ESQUEMA PANELES FOTOVOLTAICOS
4. ESQUEMA UNIFILAR GENERAL
5. ENVOLVENTE PREFABRICADA INVERSORES
6. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN
7. CENTRO DE SECCIONAMIENTO
8. CONEXIÓN A RED EXISTENTE
9. ESQUEMA UNIFILAR CS-CT

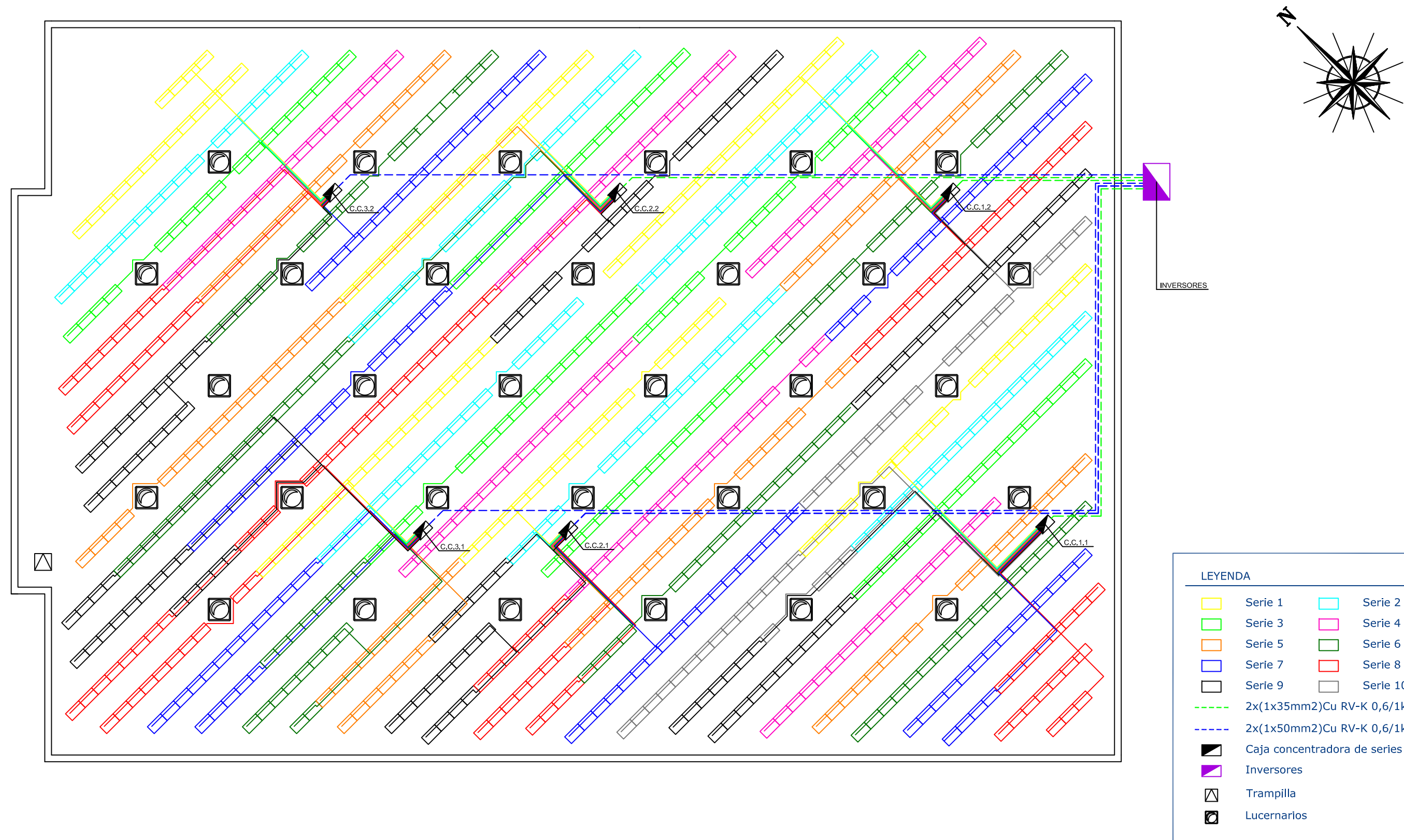


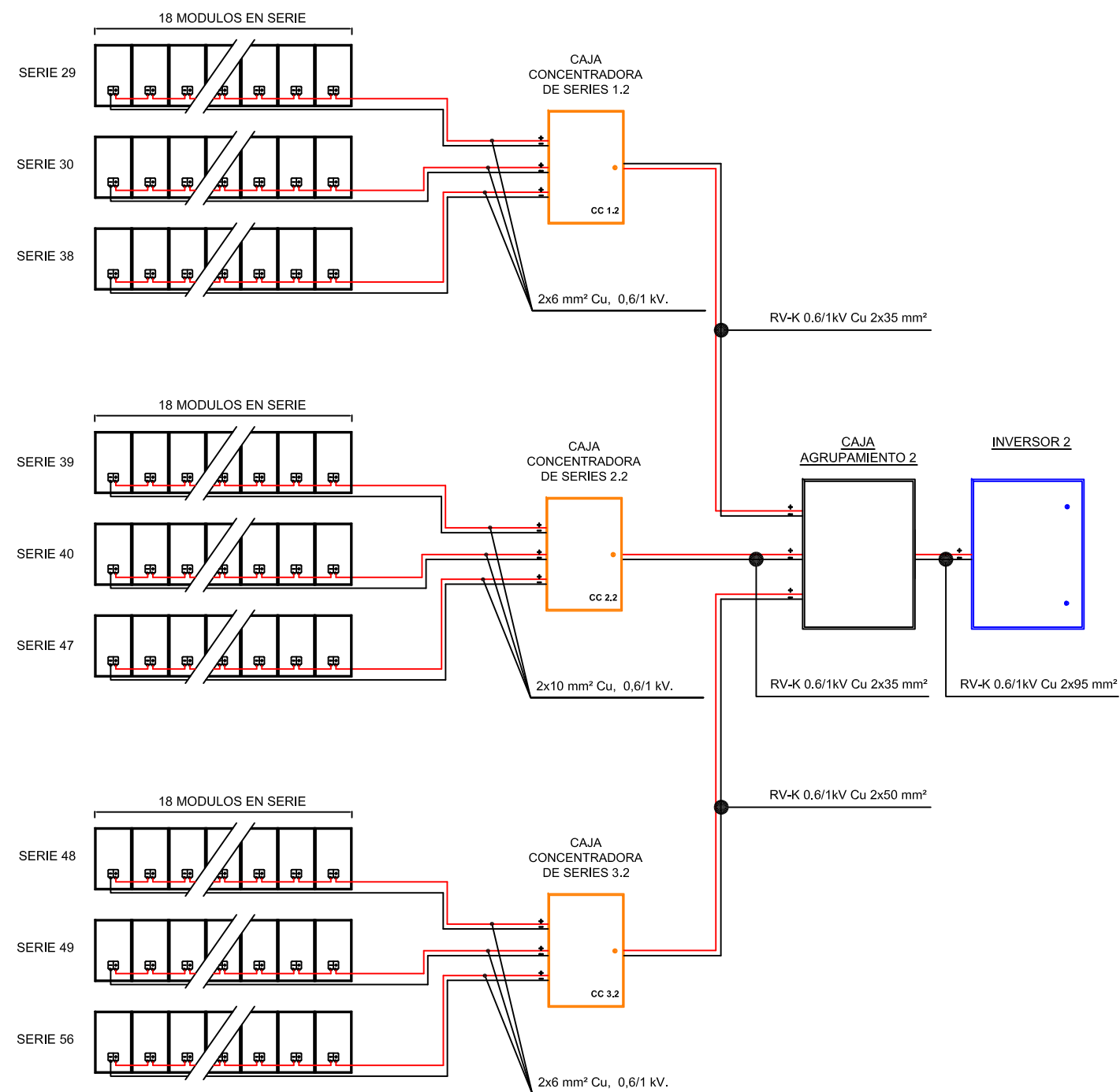
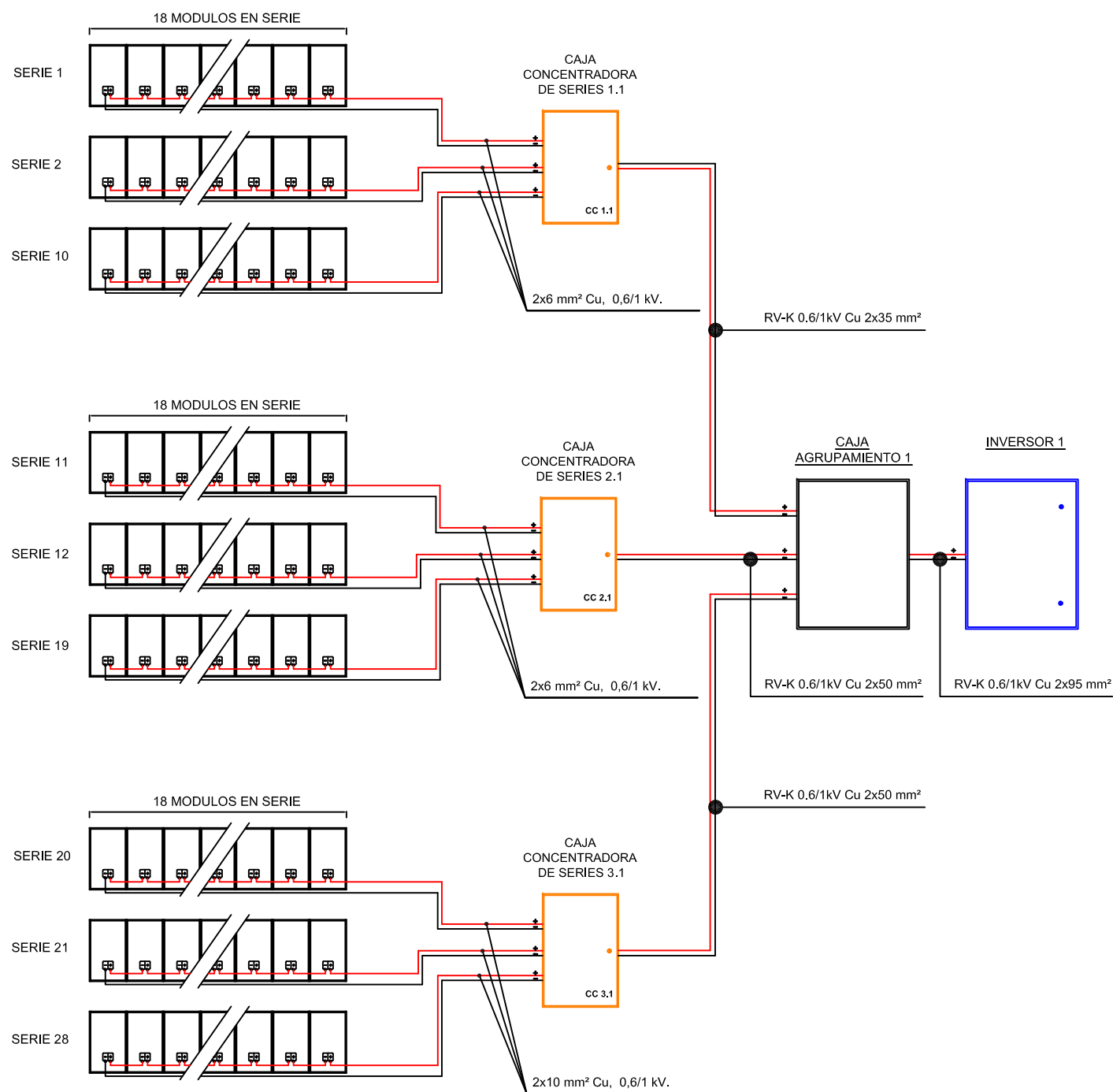
EMPLAZAMIENTO
ESCALA: 1/1000

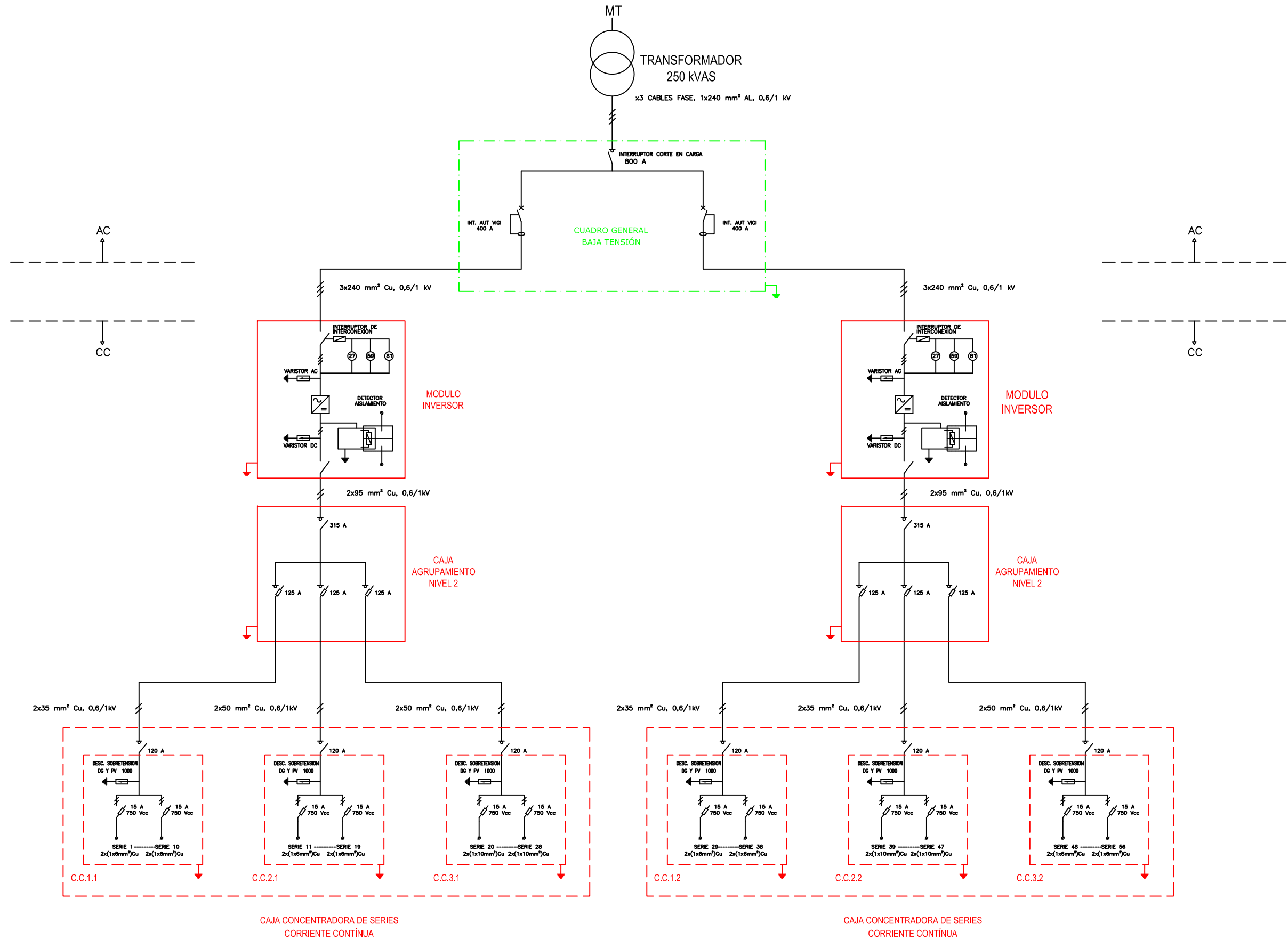


SITUACIÓN
ESCALA: 1/5000

| | | | | |
|---------------------------|--|---|-----------------------|------------------------------------|
| SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO | INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA 200kW CONECTADA A RED DE MEDIA TENSIÓN |  Universidad Carlos III de Madrid | ALBERTO PELLÚS GARCÍA | ESCALA: ----- Nº PLANO: 1 |
|---------------------------|--|---|-----------------------|------------------------------------|







ESQUEMA UNIFILAR GENERAL

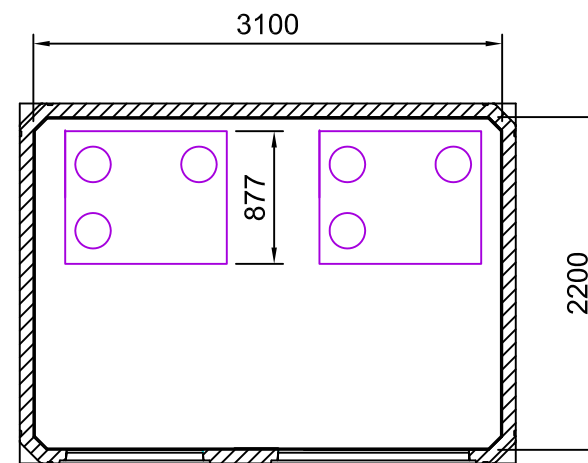
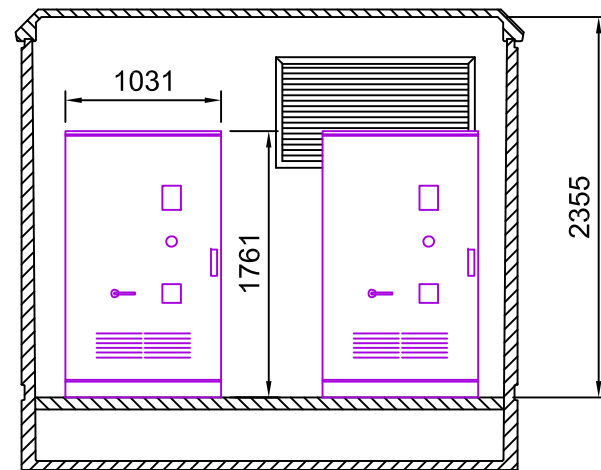
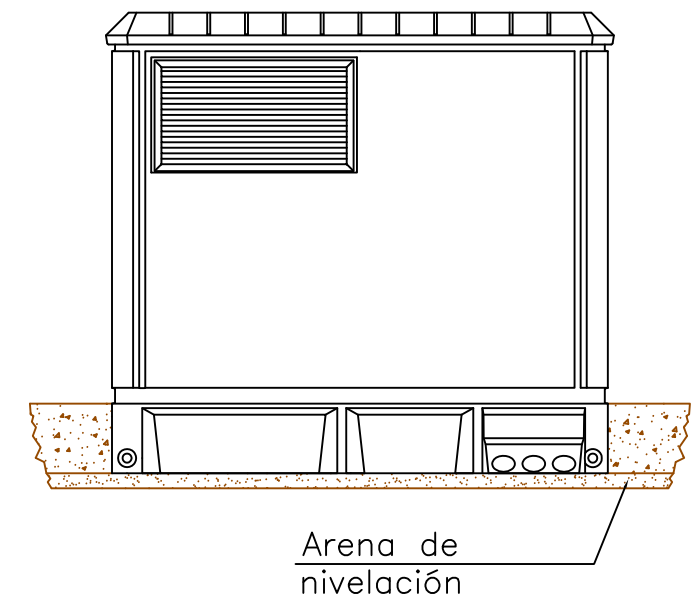
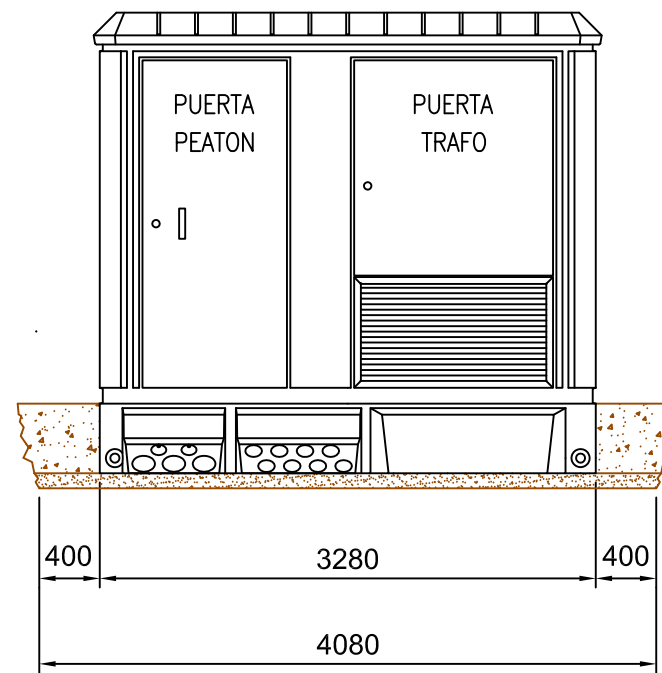
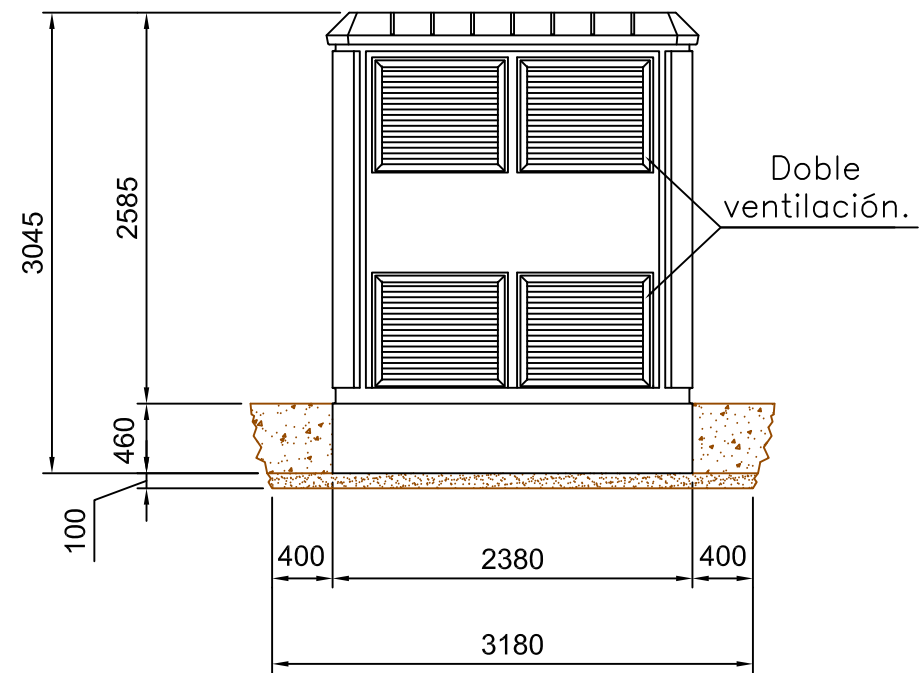
INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA 200kW
CONECTADA A RED DE MEDIA TENSION



Universidad
Carlos III de Madrid

ALBERTO PELLÚS GARCÍA

ESCALA:
S/E
Nº PLANO:
4



DIMENSIONES DE LA EXCAVACION
4.08 m. ancho x 3.18 m. fondo x 0.56 m. profund.

ENVOLVENTE PREFABRICADA INVERSORES

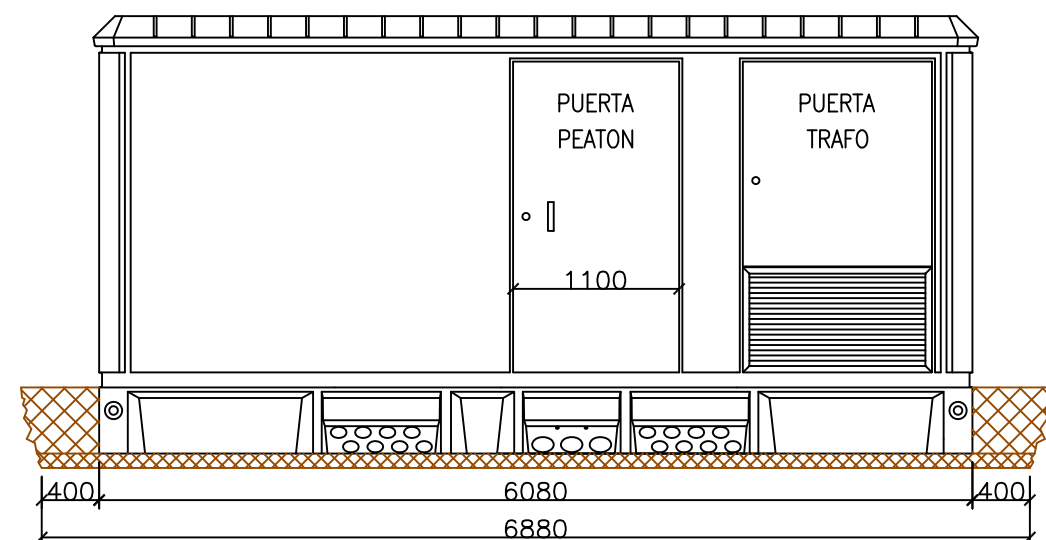
INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA 200kW
CONECTADA A RED DE MEDIA TENSIÓN



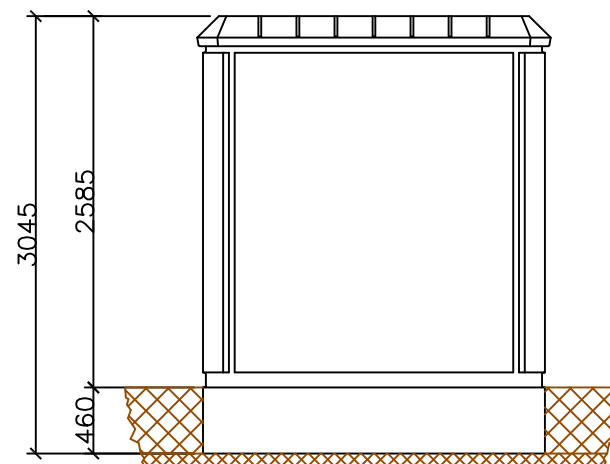
Universidad
Carlos III de Madrid

ALBERTO PELLÚS GARCÍA

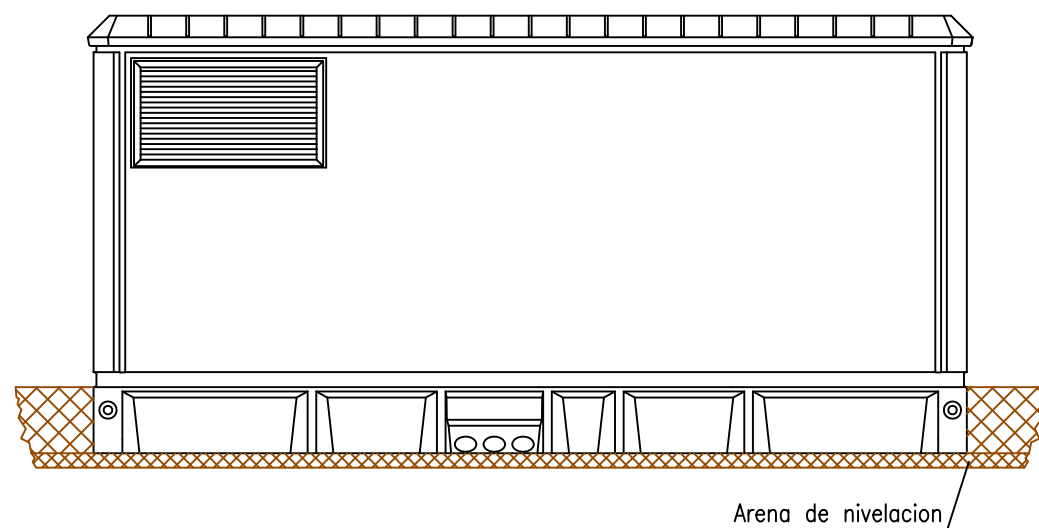
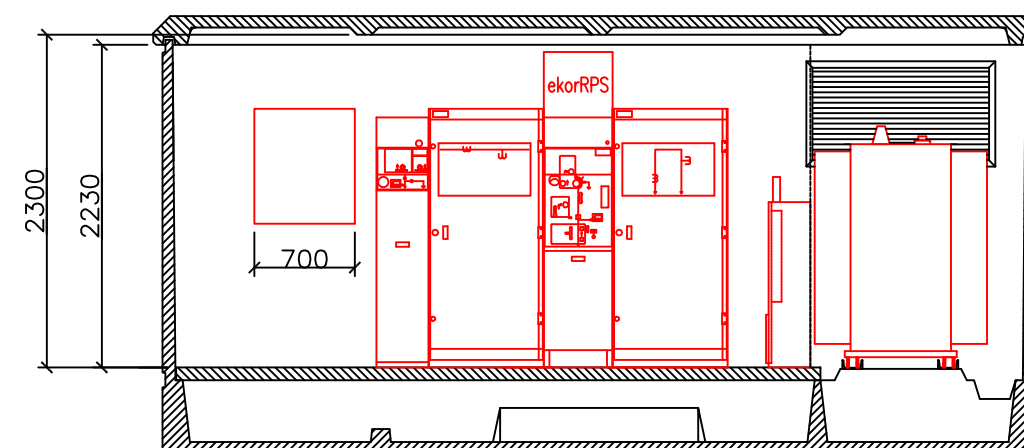
ESCALA:
1/50
Nº PLANO:
5



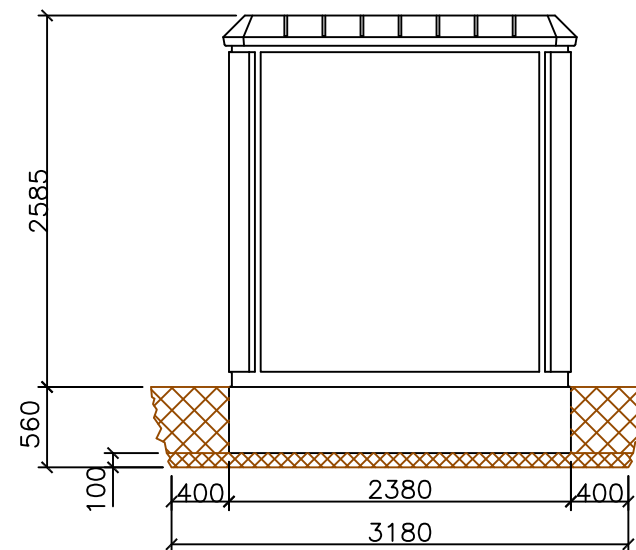
VISTA FRONTAL



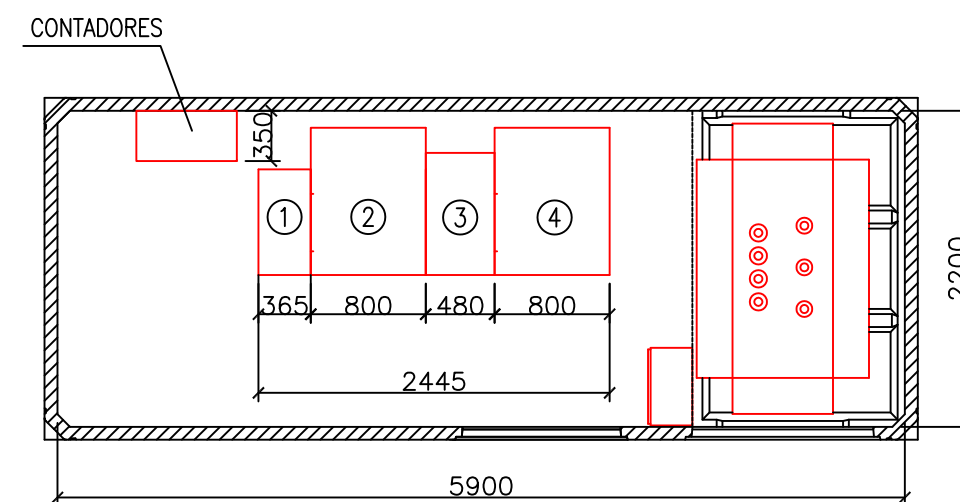
VISTA LATERAL
DERECHA



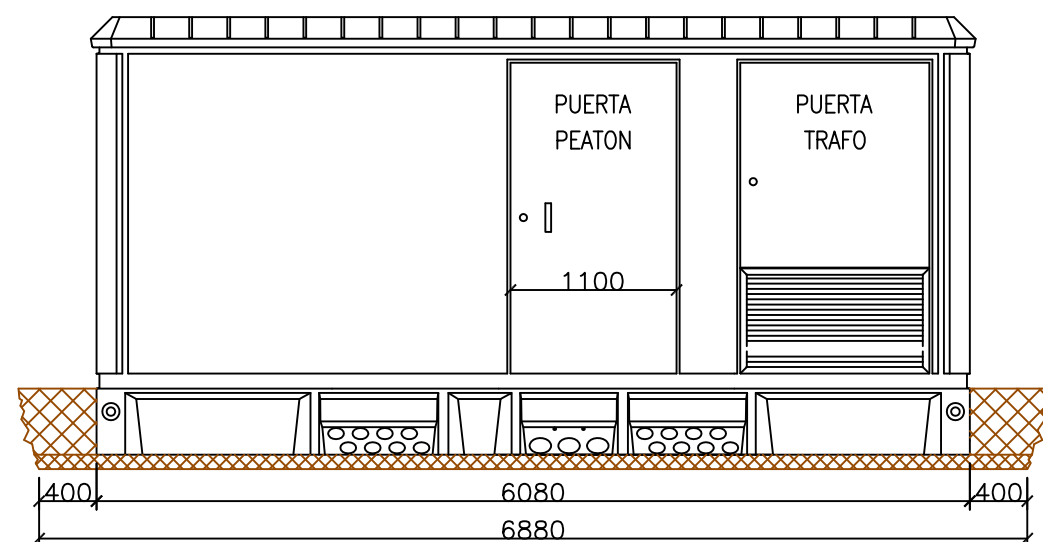
VISTA POSTERIOR



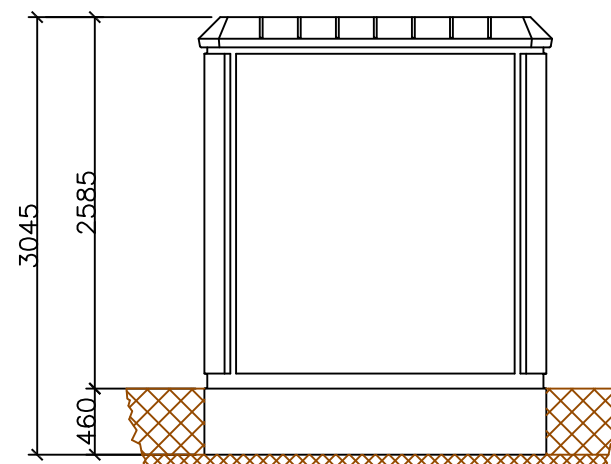
VISTA LATERAL
IZQUIERDA



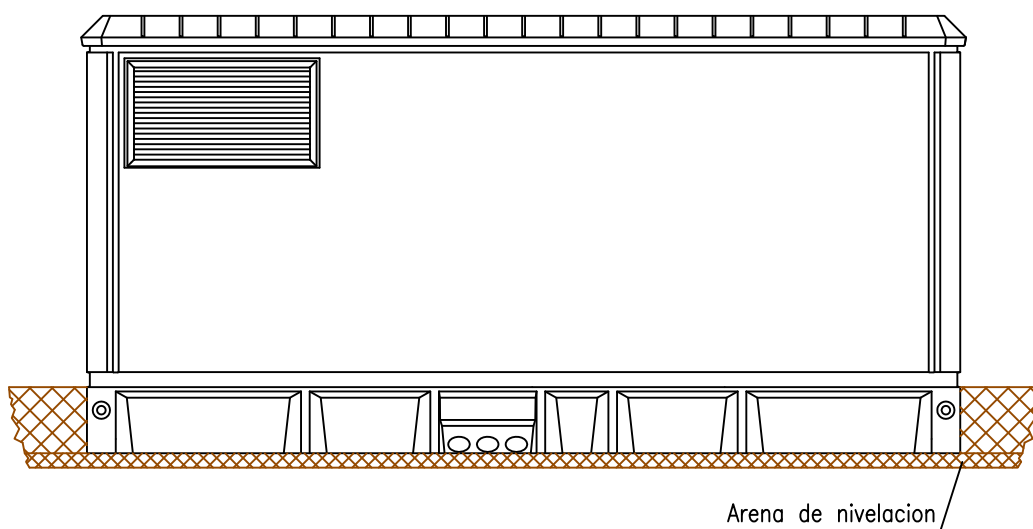
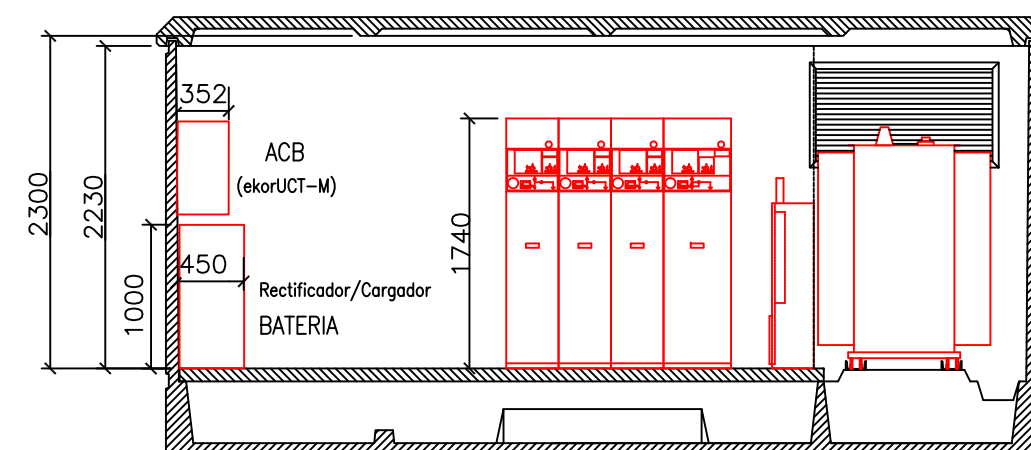
DIMENSIONES DE LA EXCAVACION
6.88 m. ancho x 3.18 m. fondo x 0.56 m. profund.



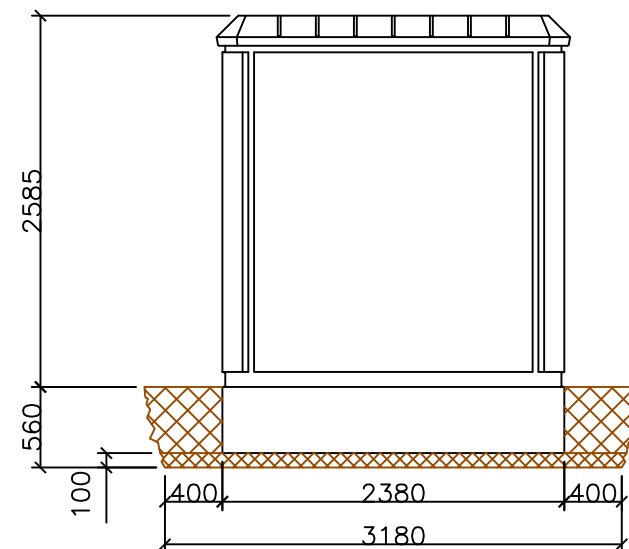
VISTA FRONTAL



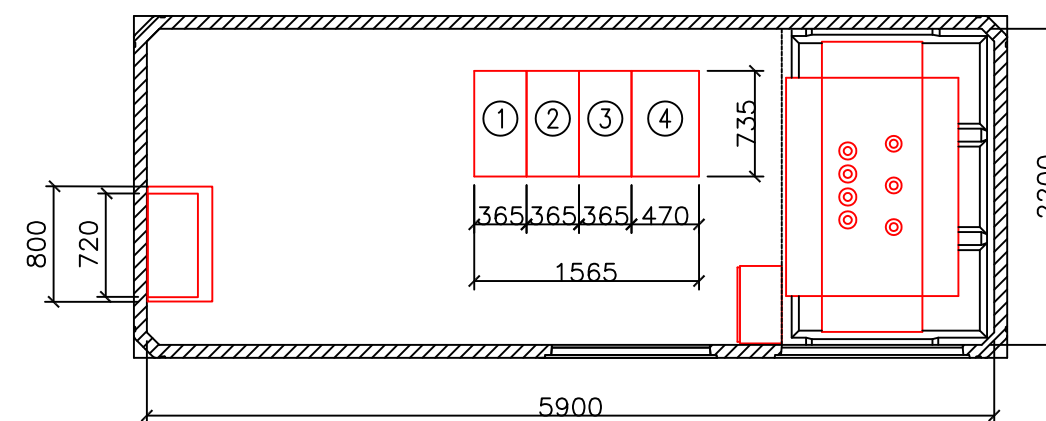
VISTA LATERAL
DERECHA



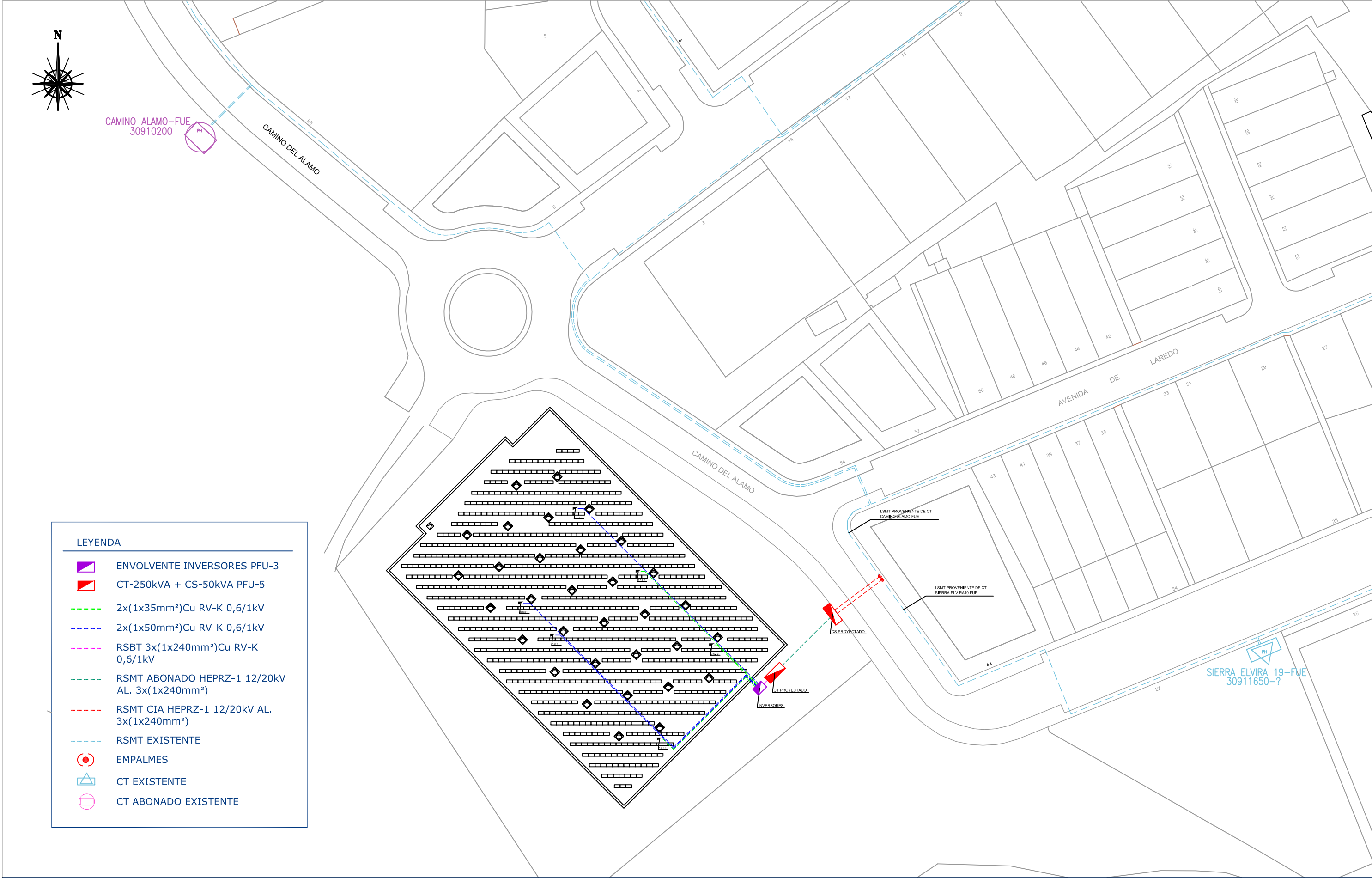
VISTA POSTERIOR



VISTA LATERAL
IZQUIERDA



DIMENSIONES DE LA EXCAVACIÓN
6.88 m. ancho x 3.18 m. fondo x 0.56 m. profund.



CENTRO SECCIONAMIENTO

CENTRO TRANSFORMACIÓN

